

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Анализ эффективности эксплуатации механизированных добывающих
скважин на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении

Руководитель _____ доцент, к.т.н.
подпись, дата

Н.Д. Булчаев

Выпускник _____
подпись, дата

А.В.Антонова

Консультант:
Безопасность и экологичность _____
подпись, дата

Е.В.Мусияченко

Нормоконтролер _____
подпись, дата

С. В. Коржова

Красноярск 2017

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	Ошибка! Закладка не определена.
1 Общие сведения о месторождении	4
2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	6
2.1 Краткая характеристика геологического строения	6
2.2 Нефтегазоносность месторождения	9
2.3 Коллекторские свойства продуктивных пластов.....	12
2.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов.....	15
3 Текущее состояние разработки Лугинецкого месторождения.....	18
3.1 Анализ разработки лугинецкого месторождения	Ошибка! Закладка не определена.
3.2 Состояние выполнения проектных решений по разработке месторождения	Ошибка! Закладка не определена.
3.3 Анализ проведенных геолого-технических мероприятий	31
4 Анализ эффективности эксплуатации добывающих скважин механизированным способом	Ошибка! Закладка не определена.
4.1 Анализ эффективности работы установок электроцентробежных насосов	Ошибка! Закладка не определена.
4.1.1 Оборудование скважин, эксплуатирующихся с помощью УЭЦН.....	36
4.1.2 Использование программного комплекса «Ros Pump» в подборе УЭЦН и оптимизации режимов работы скважин.....	39
4.1.3 Анализ структуры фонда и режимов работы скважин на 01.01.2015...	41
4.1.4 Показатели эффективности работы скважинного оборудования	46
4.1.5 Анализ преждевременных отказов УЭЦН	48
4.2 Анализ эффективности работы установок штанговых скважинных насосов.....	51
4.3 Способы борьбы с осложняющими факторами при работе УЭЦН, УШГН.....	58
4.3.1 Способы борьбы с газом при работе УЭЦН	58
4.3.2 Способы борьбы с газом при работе ШГН.....	77
4.3.3 Способы борьбы с мехпримесями при работе УЭЦН.....	83
4.3.4 Методы борьбы с солеотложениями при работе УЭЦН.....	90
4.4 Повышение показателей МРП и СНО на месторождении.....	95
5 Охрана недр и окружающей среды.....	98
5.1 Охрана труда при эксплуатации установок скважинных центробежных насосов.....	98
5.2 Охрана окружающей среды	99
Заключение	104
Список использованной литературы.....	105

ВВЕДЕНИЕ

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение, обладая достаточно большими остаточными запасами углеводородного сырья в юрских отложениях, относится к крайне сложным объектам разработки как по своему геологическому строению, наличию мощных шапок и пропластков газа, так и по свойствам пластовых флюидов. Нефть Лугинецкого месторождения добывается как фонтанным, так и механизированным способом. При этом ряд осложняющих факторов, которые присутствуют на месторождении, влияют на эффективность работы механизированных скважин.

Попытка интенсификации разработки на основе использования максимально возможных депрессий на забоях скважин неизбежно приводит к опережающему движению газа к стволам скважин, что сопровождается нарастанием газового фактора, увеличению выноса песка и роста обводненности. Широко используемое в нефтяной отрасли серийное глубиннонасосное оборудование в осложнённых условиях работы не может эксплуатироваться эффективно. Вредное влияние газа и мехпримесей, выносимых из пластов, приводит к снижению или срыву подачи насосов, что резко уменьшает межремонтный период работы оборудования, порождая неизбежное увеличение числа подземных ремонтов.

Если учитывать тот факт, что доля добычи нефти механизированным способом на Лугинецком месторождении составляет порядка 66 %, то решение проблемы защиты внутрискважинного насосного оборудования от влияния свободного газа, выноса мехпримесей и отложение солей весьма актуально. В первую очередь оно скажется на повышении производительности скважин, уменьшении затрат на капитальный и текущий ремонт и в конечном итоге приведет к снижению себестоимости добычи нефти за счет увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования.

Работа посвящена анализу эффективности способов эксплуатации скважин и способам борьбы с осложняющими факторами. В работе проведен обзор рынка устройств, способных работать в осложненных условиях, отечественного и импортного производства.

Рассмотрение данного вопроса позволяет наметить перспективные технологии для более эффективного подъема газожидкостной смеси. Применение этих технологий в будущем позволит увеличить дебиты скважин, повысить эффективность производства и снизить затраты. Снижение затрат ведет к увеличению прибыли, что является основной задачей для нефтяной компании.

1 Общие сведения о месторождении

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1967 году первой поисковой скважиной 152, заложенной в присводовой части структуры, выявленной работами с/п 26/65-66.

В административном отношении Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение находится в Парабельском ($S=18717\text{ км}^2$) и Каргасокском ($S=15769\text{ км}^2$) районах Томской области. Месторождение расположено в 400 км на северо-запад от г. Томска, 300 км на юго-восток от г. Стрежевого. Расположение Лугинецкого месторождения представлено на рисунке 1.1.

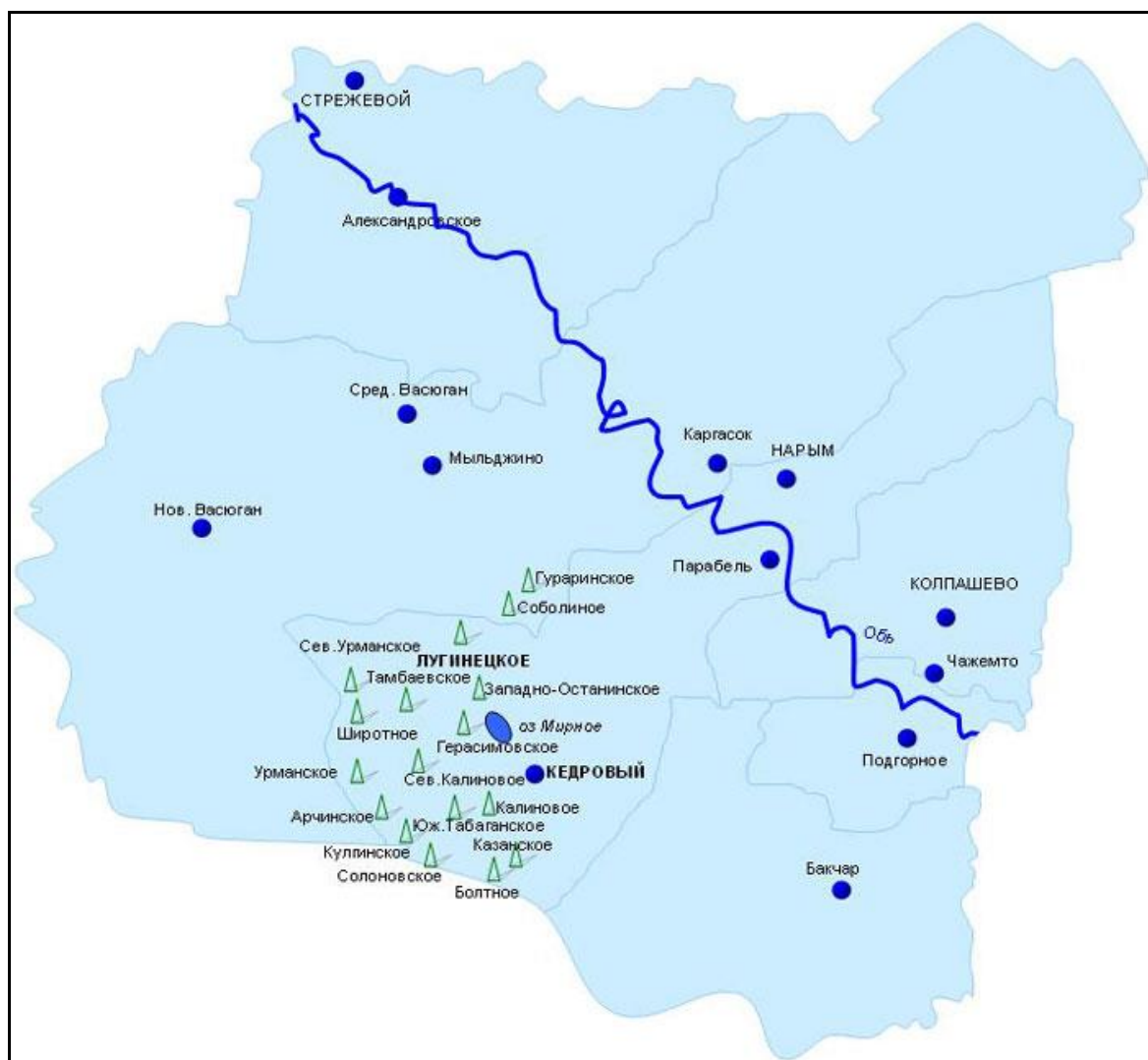


Рисунок 1.1 - Обзорная карта района

Ближайший населенный пункт – г. Кедровый, который находится в 80 км к юго-востоку от месторождения и является базовым для нефтегазодобывающей промышленности

юга области. Недалеко от города расположен аэропорт с бетонной взлетно-посадочной полосой, и пристань на реке Чузик.

Район представляет собой сглаженную слаборасчлененную заболоченную равнину. На территории много болот, однако, большая ее часть покрыта лесом. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах 75-130 м. Самой крупной на территории является река Чижанка.

Климат района – континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время минус 40-50°C. Величина снежного покрова достаточно велика и достигает 1,5 м. Почва промерзает на 1-1,5 м. Самый жаркий месяц лета - июль. Температура воздуха поднимается до плюс 35°C. Среднегодовое количество осадков 450-500 мм/год.

Шоссейная и железная дороги в районе месторождения отсутствуют, доставка грузов круглогодично производится авиатранспортом, в период навигации – по рекам, в зимнее время – по зимнику, связывающему г. Кедровый с областным центром. Плотность населения низкая.

Нефть, добываемая на Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении, подается в нефтепровод Александровское-Томск-Анжеро-Судженск, трасса которого проходит в 130 км от месторождения. Нефтепровод введен в эксплуатацию в марте 1972 года, а нитка Лугинецкое-Парабель, связывающая месторождение с нефтепроводом, эксплуатируется с 1982 года.

В районе Лугинецкого месторождения имеются залежи глин и строительных песков, пригодных для строительных целей. Глины используются для приготовления буровых глинистых растворов. Строительный лес, необходимый для обустройства, имеется на месте.

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение разрабатывается с 1982 года. На сегодняшний день пробурено около 580 эксплуатационных скважин.

2 Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1 Краткая характеристика геологического строения

Геологический разрез Лугинецкого месторождения представлен мощной толщей терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста, залегающих на размытой поверхности палеозойских отложений промежуточного комплекса.

Отложения промежуточного комплекса вскрыты десятью скважинами: шестью разведочными (№№ 151, 160, 170, 180, 182, 186) и четырьмя эксплуатационными (№№ 734, 804, 850, 1166). Наиболее полный разрез промежуточного комплекса (толщина 1525 м) вскрыт в скв. №170, где он представлен толщей известняков с прослоями терригенных и эффузивных пород различной мощности.

По палеозойским отложениям развиты древние коры выветривания. Керном кора выветривания охарактеризована в скв. №151 и представлена переотложенной породой, каолинизированной, карбонатизированной, сильно выветренной, в остальных скважинах она выделена только по каротажу. Толщина коры выветривания - от нескольких метров до 25 м.

Отложения мезозойско-кайнозойского платформенного комплекса вскрыты всеми пробуренными скважинами и представлены породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Юрская система представлена средним и верхним отделами. В основании разреза юрских отложений, на размытой поверхности юрского промежуточного комплекса, залегают породы тюменской свиты, представленные континентальной толщей средней и низов верхней юры. В кровле тюменской свиты залегает продуктивный горизонт Ю₂.

Отложения васюганской свиты, сложены песчаниками и алевролитами, переслаиваемыми с аргиллитами, углистыми аргиллитами и редкими пропластками углей. Согласно с общепринятым расчленением разреза васюганской свиты, основной продуктивный горизонт Ю₁, выделяемый в разрезе свиты, повсеместно разделяется на три толщи: подугольную, межугольную и надугольную. Нижняя подугольная толща включает в себя достаточно выдержанные по площади песчаные пласты Ю₁⁴ и Ю₁³ прибрежно-морского генезиса, залежи которых вмещают основную долю запасов нефти и газа Лугинецкого месторождения. Межугольная толща представлена аргиллитами и прослоями углей и углистых аргиллитов редкими линзами песчаников и алевролитов континентального происхождения. Верхняя - надугольная толща сложена невыдержанными по площади и разрезу пластами песчаников и алевролитов Ю₁² и Ю₁¹. Песчано-алевролитовый пласт Ю₁⁰, включенный в состав продуктивного горизонта Ю₁, т.к. он составляет с продуктивными пластами васюганской свиты единый массивно-пластовый резервуар, стратиграфически

относится к георгиевской свите, отложения которой на значительных участках Лугинецкого месторождения отсутствуют. Пример геологического профиля по линии скважин представлен на рисунке 2.1.

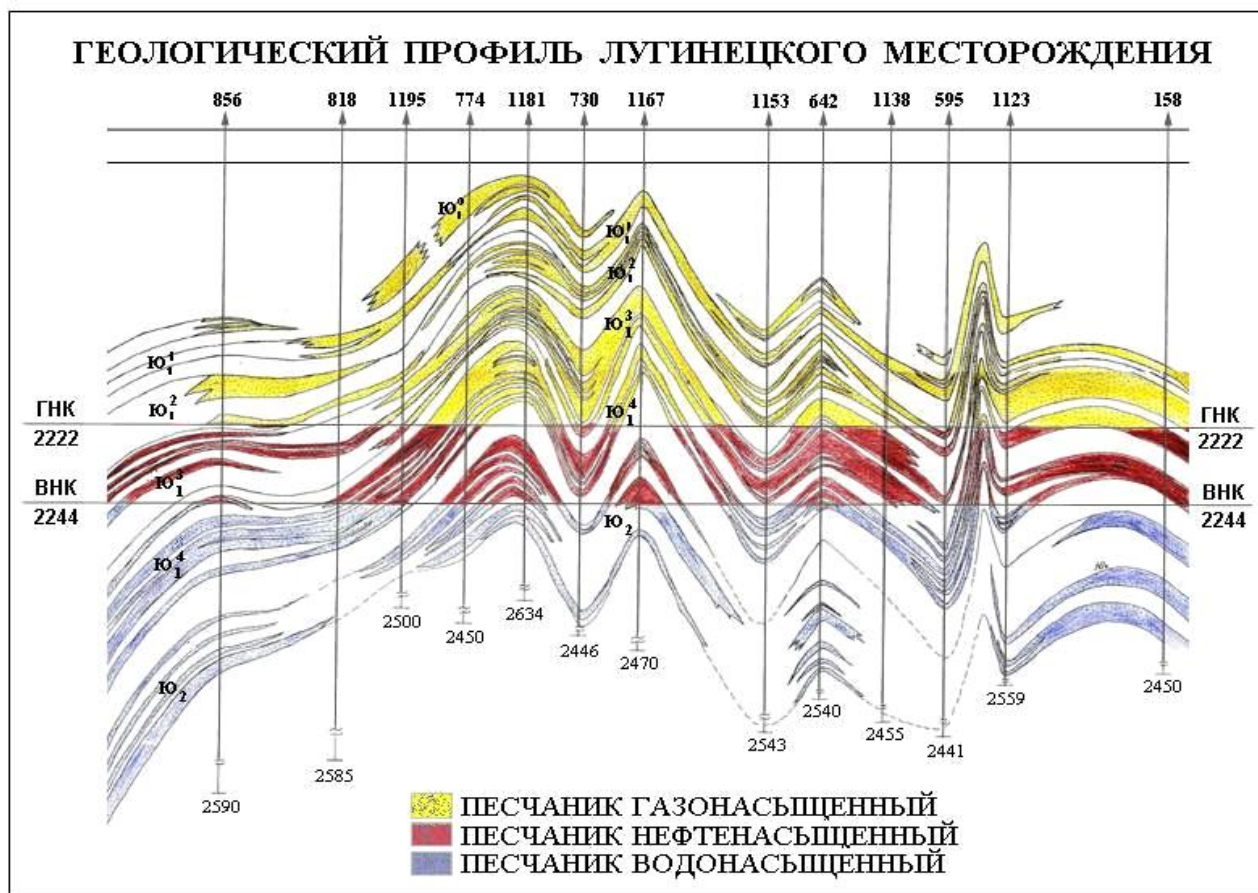


Рисунок 2.1 - Геологический профиль по линии скважин
856-818-1195-774-1181-730-1167-1153-642-1138-595-1123-158

Баженовская свита распространена повсеместно и сложена глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами, являющимися надежной крышкой для нефтегазовых залежей васюганской свиты, толщиной до 40 м.

Меловая система представлена двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел включает четыре свиты (снизу вверх): куломзинскую, тарскую, киялинскую и низы покурской. Верхний - верхнюю часть покурской, кузнецовскую, ипатовскую, славгородскую, ганькинскую свиты.

Палеогеновая система представлена тремя отделами: палеоценом, эоценом и олигоценом. На размытой поверхности палеогеновых отложений залегают осадки четвертичной системы.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Лугинецкому локальному поднятию (л.п.) - структуре третьего порядка, расположенной в северо-западной периклинальной части Пудинского мегавала - положительной структуры первого порядка.

С северо-запада Пудинский мегавал граничит с Усть-Тымской рифогенной зоной, сочленяясь с ней моноклинально с углом наклона 2-3°. Моноклинальный склон постепенно переходит в северный борт Лугинецкого поднятия, которое имеет изометрическую форму, характерную для структур плитных комплексов платформ.

По отражающему горизонту Φ_1 (кровля доюрских отложений) Лугинецкое л.п. оконтуривается изогипсой - 2450 м. Его размеры составляют 24x23 км, амплитуда - 130 м. По горизонту Φ_2 в центральной, западной и восточной частях Лугинецкого л.п. выделяются три приподнятые зоны, унаследовано отражающиеся в структурной поверхности вышезалегающих юрских отложений. Характерной особенностью является осложненность структуры по горизонту Φ_2 множеством разрывных нарушений, которые по мнению большинства исследователей затухают в юрских отложениях.

По данным детализированной сейсмики и бурения сетки эксплуатационных скважин поднятие представляется более сложным, чем было принято в подсчете запасов 1972 г. В настоящее время установлено, что Лугинецкая структура осложнена множеством приподнятых зон, структурных носов, мысов, впадин и ложбин, контролирующих площадное распространение контуров нефте- и газоносности. По результатам бурения скважин кустов 47 и 36 месторождение разделилось на два купола - западный и восточный.

В западной части Лугинецкого поднятия выделяется Западно - лугинецкий структурный мыс - локальное поднятие, перспективное для расширения площади нефтегазоносности, где пробурена скв. №186 и намечается продолжение разведочного бурения. На южной периклинали поднятия скв. №182 и №183 подтвердили наличие выявленных сейсморазведкой структурных носов, разделённых ложбиной, заходящей в район скв. №167. Здесь же, в южной части месторождения, установлено наличие двух периклинальных выступов (локальных поднятий) в районе скв. №№ 726, 729, 826, 843, 1211, 773 и районе скв. №№834, 898, 891, разделённых узким прогибом по линии скв. №№877, 163, 1224.

Имеются и другие более или менее ярко выраженные, различных размеров, формы и амплитуды осложнения структурной поверхности Лугинецкого поднятия, определяющие гипсометрическое положение и, следовательно, характер насыщения продуктивных пластов.

2.2 Нефтегазоносность месторождения

Нефтегазоносность в пределах Лугинецкого месторождения установлена в отложениях коры выветривания и верхней части разреза известняков доюрского комплекса (горизонт М) и в верхнеюрских отложениях (горизонты Ю₂ и Ю₁).

Продуктивность горизонта М выявлена в результате опробования скв.180. При опробовании его в интервале 2428-2438 м (а.о. - 2310-2320 м) получен приток нефти дебитом 6 м³/сут на 4 мм штуцере и газа - 2,4 тыс.м³/сут, газовый фактор - 400 м³/м³. после проведения интенсификации притока методом СКО дебит нефти составил 8,2 м³/сут на 4 мм штуцере.

Форма и тип залежи в коре выветривания и трещиноватых карбонатах доюрского комплекса не выяснены и требуют дальнейшего изучения.

Промышленная нефтегазоносность Лугинецкого месторождения связана с продуктивными песчано-алевролитовыми коллекторами горизонтов Ю₂ и Ю₁ (верхняя юра). Горизонт Ю₂ вскрыт большинством пробуренных разведочных и эксплуатационных скважин на глубине 2314,4-2426,8 м (а.о.-2196,2-2331,4 м). Литологический горизонт неоднородный. Общая толщина его варьирует в очень большом диапазоне от 1,5 м (скв.№510) до 75,1 м (скв.№166). Средняя эффективная нефте- и газонасыщенная толщина равна, соответственно, 6,8 м и 17 м. По площади его распространения отмечаются зоны отсутствия пласта, либо коллектора. Нефтяная залежь с газовой шапкой приурочена к центральной части структуры и простирается с севера на юг. Газовая шапка вскрыта двумя скважинами №151 и №180, пробуренными в сводовой части структуры. При опробовании скв.№151 в интервале 2327-2336 м (а.о. -2203,8-2212,8 м) получен фонтан газа дебитом 464,3 тыс.м³/сут через 17,5 мм штуцер при депрессии на пласт - 5,42 МПа. Одновременно вместе с газом из скважины поступал конденсат, дебит его 39,8 м³/сут через 15,4 мм штуцер. Пластовое давление - 24,39 МПа. Нефтеносность горизонта подтверждена исследованием эксплуатационных скважин. В результате исследования скв.№728 в интервале 2468-2474 (а.о. -2246-2250 м) получен приток нефти начальным дебитом 39,2 т/сут на 4 мм штуцере. Запасы УВ по горизонту Ю₂ подсчитаны по категории С₁. Среднее значение коэффициента пористости принятое для подсчета запасов равно 0,176 - для нефтяной части пласта, 0,187 - для газовой, коэффициент нефтенасыщенности - 0,556, газонасыщенности - 0,83.

Горизонт Ю₁ васюганской свиты, содержащий около 95 % запасов нефти и газа месторождения, разделяется на пять продуктивных пластов снизу вверх: Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹ и Ю₁⁰, разобщенных глинистыми перемычками толщиной от 1-2 до 10 и более метров. Каждый из перечисленных пластов можно рассматривать как самостоятельную пластовую

сводовую залежь. Достаточно выдержанными по площади и разрезу являются пласты Ю₁⁴ и Ю₁³, залегающие в нижней части васюганской свиты и содержащие вместе около 80% суммарных запасов углеводородов месторождения.

Пласт Ю₁⁴ вскрыт практически всеми пробуренными скважинами на глубине 2298-2413 м (а.о. -2179,8-2293,6 м). Исключение составляют небольшие участки в восточной части структуры, где пласт либо отсутствует, либо представлен непроницаемыми разностями (район скв.№№598, 614, 615, 651, 811, 1140, 1157). Покрышкой для пласта служит перемычка, представленная аргиллитами и алевролитами, толщиной от 0,8 м (скв.№170) до 16,8 м (скв.№567). Пласт Ю₁⁴ неоднородный и представлен песчаниками с небольшими прослоями алевролитов, общая толщина его колеблется от 2,2 м (скв.№715) до 26,8 м (скв.№678). Залежь, выявленная в пласте, четко разделена на две части, приуроченных к западному и восточному куполам и имеющие самостоятельные газожидкостные контакты, отбиваемые на одинаковой отметке (ГНК -2225 м, ВНК -2244 м). Среднее значение нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равно, соответственно, 5,8 и 7,1 м. Для восточной части структуры - 4,4 м и 1,7 м. Среднее значение пористости, принятое для подсчета запасов, колеблется от 0,172 для нефтяной части пласта до 0,179 для водонефтяной. В целом по месторождению пласт характеризуется наиболее высокими фильтрационными свойствами, средняя проницаемость 0,024 мкм². Коэффициент нефтенасыщенности минимальный 0,62 в водонефтяной части пласта, максимальное его значение в газонефтяной части пласта и равно 0,694, газонасыщенности - 0,723.

Пласт Ю₁³ имеет повсеместное распространение по площади и вскрыт на глубине 2278,8-2386,4 м (а.о. -2160,5-2291м). В разрезе большинства скважин пласт состоит из двух частей, разделенных между собой алевролитовыми пропластками. Литологическая изменчивость различных частей пласта является причиной сложного характера изменения эффективных толщин. Общая толщина его колеблется в широком диапазоне от 2,0 м (скв.№620) до 25,4 м (скв.№160). Среднее значение нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равно 6,2 и 7,2 м соответственно. Фильтрационные свойства пласта в целом по площади значительно уступают таковым нижнего пласта Ю₁⁴, среднее значение проницаемости составило 0,0135 мкм². Среднее значение пористости принятое для подсчета запасов колеблется от 0,164 для газонефтяной части пласта, до 0,173 для водонефтяной. Минимальный коэффициент нефтенасыщения 0,601 в водонефтяной части пласта, максимальный - 0,626 приняты для газонефтяной части пласта, коэффициент газонасыщенности для газовой зоны - 0,706, газонефтяной - 0,724.

Пласт Ю₁³ опробован и исследован в большинстве пробуренных скважин. Максимальный дебит нефти 75,7 м³/сут на 11,5 мм штуцере при ΔР равном 15,99 МПа получен при опробовании скв.№154 в интервале 2337-2333 м (а.о. -2234,8-2230,8 м). Максимальный дебит газа - 269,2 тыс. м³/сут через 12,5 мм шайбу при ΔР равном 6,49 МПа получен при опробовании скв.№162 в интервале 2332-2322 м (а.о. -2217-2207 м). Газовый фактор составил 234 м³/м³. Запасы углеводородов по пласту Ю₁³ посчитаны по категориям В и С₁.

Пласт Ю₁² вскрыт большинством пробуренных скважин на глубине 2269,6-2372 м (а.о. -2151,4-2276,6 м) и представлен группой песчаных пропластков, залегающих в пачке переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей континентального генезиса. По площади распространения выделяют зоны либо полного отсутствия пласта, либо отсутствия коллектора. Наибольшее количество обширных и небольших таких зон выделено в центральной и южной частях структуры. Общая толщина пласта варьирует в очень большом диапазоне от 0,8 м (скв.№168) до 22 м (скв.№152). Эффективные нефте- и газонасыщенные толщины в целом по пласту равны, соответственно: 2,2 м и 3,2 м. Коэффициент открытой пористости принятый для подсчета запасов изменяется от 0,156 для нефтяной до 0,169 - для водонефтяной зоны, коэффициент нефтенасыщенности равен 0,599, газонасыщенности - 0,63 для газонефтяной и 0,64 - для газовой зон.

Пласт Ю₁¹ вскрыт на глубине 2260-2376 м (а.о. -2141,8-2256,8 м) и имеет также зональный характер распространения по площади. Наиболее обширные зоны отсутствия пласта или коллектора выделяют в северо-западной и юго-восточной частях структуры, на остальной части площади это небольшие участки, выделяемые в пределах 1-2, реже 4-х скважин. Общая толщина пласта изменяется от 1,0 м (скв.№751) до 20,4 м (скв.№890). Песчаники пласта Ю₁¹ являются типичными отложениями руслового генезиса. Средние значения эффективных нефте- и газонасыщенных толщин в целом по пласту равны, соответственно, 2,9 м и 2,7 м. Коэффициент пористости, принятый для подсчета запасов, колеблется 0,152 для газонефтяной до 0,156 для нефтяной и водонефтяной зон.

Коэффициент нефтенасыщенности - 0,648, газонасыщенности для газовой зоны - 0,736, для газонефтяной - 0,715. Пласт испытан в большинстве скважин как самостоятельный объект, так и совместно с пластами Ю₁⁰ и Ю₁². Максимальный дебит газа при опробовании скв.№152 в интервале 2285-2279 м (а.о. - 2181,2-2175,2 м) составил 120 тыс.м³/сут через 15,4 мм шайбу при депрессии на пласт равной 4,17 МПа. Дебит нефти при совместном опробовании пластов Ю₁¹+Ю₁² в скв.№165 в интервале 2326-2312м (а.о.-2233,3-2219,3 м) составил 21,7 м³/сут на 8 мм штуцере при депрессии на пласт равной 16,6 МПа. Запасы углеводородов по пласту Ю₁¹ подсчитаны по категории С₁.

2.3 Коллекторские свойства продуктивных пластов

Характеристика изменения эффективных, газо- и нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов приводится на основании геофизических исследований скважин (ГИС). Выделение коллекторов и определение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) для горизонтов Ю₁ и Ю₂ проводилось по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических, керновых и гидродинамических исследований. Лабораторные исследования проводились по стандартным методикам. За весь период, начиная с поисково-разведочных работ на месторождении и последующей эксплуатацией по настоящее время с отбором керна, пробурено 62 скважины, из них 25 разведочных.

Всего исследовано 1817 образцов горных пород, представленных песчаниками, алевролитами, аргиллитами.

Несмотря на большое количество геологической информации, отдельные части разреза, особенно верхняя часть (пласты Ю₁⁰, Ю₁¹ и Ю₁²), керном освещены слабо. Наибольший интерес по изучению коллекторских свойств по площади с точки зрения объектов разработки представляют пласты Ю₁³ и Ю₁⁴.

По пласту Ю₁³ наблюдается определенная закономерность в распределении эффективных толщин, выраженная в увеличении их с запада на восток. При этом толщина в западной и центральной частях площади распространения пласта преимущественно от 5 до 10 м, с мелкими локальными участками от 10 до 14,2 м (район скв. №№701, 1191, 726). Увеличение толщин более 10 м отмечается на востоке центральной части площади и продолжается в ее восточном направлении. Здесь уже на общем фоне эффективных толщин от 10 до 15 м выделяются отдельные локальные участки, как с толщиной меньше 10 м (скв. №559 - 6,8 м, №595 - 3,0 м, №485 - 7,2 м), так и больше 10 м (скв. №662 - 16,8 м, №615 - 16 м, №590 - 18 м). Уменьшение эффективных толщин пласта происходит за счет глинизации его в кровле, либо в подошве. Нефтенасыщенные толщины имеют в восточной части площади большие значения. Пласт неоднородный, что подтверждается наличием многочисленных пропластков, толщина которых колеблется в большом диапазоне от 0,3 до 9,6 м. Количество пропластков, выделяемое в разрезе скважин колеблется от 1 до 8, среднее значение коэффициента расчлененности в целом по пласту составляет 3,3, для продуктивной части – 3.1.

Песчанистость пласта в определенной мере зависит от коэффициента расчлененности, и чем больше песчанистость, тем меньше Кр. Так в скважинах, где Кр колеблется от 1 до 3, К_{пес} изменяется в основном в пределах 0,6–1,0 и при Кр равном 4 и

выше, $K_{пес}$ - 0,33-0,76. Среднее значение $K_{пес}$ в целом по пласту составляет 0,67, для продуктивной части - 0,73.

Причиной сложного характера изменения эффективных толщин является литологическая изменчивость различных частей пласта. По гранулометрическому составу коллектора представлены мелко-зернистыми песчаниками со средним размером зерен 0,131 мм. Коэффициент сортировки в нижней части пласта $Ю_1^3$ изменяется так же, как и в нижней части пласта $Ю_1^4$. По характеру изменения этих параметров можно считать, что формирование коллекторов нижней части пласта $Ю_1^3$ происходило в условиях сходных с пластом $Ю_1^4$, а именно, в мелководной прибрежной части моря. Характер изменения гранулометрического состава и сортировка материала указывают на частую смену гидродинамических условий осадконакопления в различных частях пласта.

Условия формирования отложений пласта $Ю_1^3$ отразились и в характере изменения его коллекторских свойств, как по площади, так и по разрезу. ФЕС коллекторов верхней и нижней частей пласта значительно отличаются друг от друга, особенно это отличие наблюдается в фильтрационных свойствах песчаников. По разрезу в целом для пласта наблюдается улучшение коллекторских свойств снизу вверх от 0,13 до 0,21 для пористости и от 5 до $70 \cdot 10^{-3}$ мкм² для проницаемости. По площади емкостные характеристики колеблются в пределах 0,16-0,18. При этом несколько преобладают значения K_p , равные 0,17-0,18. На таком фоне выделяются небольшие участки с K_p меньше 0,16 (преимущественно в северо-западной части площади скв. №№567, 568, 602, 170) и больше 0,18 в распространенных равномерно по всей площади.

Западная и центральная части площади распространения пласта характеризуются более низкими фильтрационными свойствами. Примерно в равных долях представлены участки со значениями $K_{пр}$ от $3,6 \cdot 10^{-3}$ мкм² (скв. №1202) до $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² и от 10 до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². Значения $K_{пр}$ более $20 \cdot 10^{-3}$ мкм² отмечаются на небольших локальных участках, более $30 \cdot 10^{-3}$ мкм² - в единичных скважинах (скв. №657).

По данным кернового материала, представленного в значительном объеме по пласту, видно, что пористость по ГИС в большинстве случаев несколько выше, чем по керну, за исключением скв. №843, 778. По проницаемости картина неоднозначна, $K_{пр}$ по керну во много раз выше, чем по данным ГИС и наоборот. Поэтому сделать какие-либо однозначные выводы не представляется возможным, требуется более углубленный анализ материалов, для чего необходимо проведение обширных лабораторных исследований керна.

Гидродинамические исследования по пласту проведены в 61 скважине в процессе эксплуатации месторождения. Среднее значение коэффициента проницаемости, полученное в результате исследований равно $6,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², что ниже значений $K_{пр}$, полученных по

керну и ГИС. Это, видимо, связано с естественным ухудшением параметра в процессе разработки месторождения.

В целом по пласту для газонасыщенной его части ФЕС несколько выше, чем для нефтенасыщенной, что подтверждается лабораторными исследованиями керна, данными ГИС.

В таблице 2.1 приведены основные геолого-физические характеристики продуктивных пластов УДНГ ЦДНГ-5.

Таблица 2.1 - Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Лугинецкого месторождения

Параметры	ед. изм.	Лугинецкое месторождение			
		Ю1/0-2	Ю1/3	Ю1/4	Ю2
Средняя глубина залегания	м	2260	2279	2298	2314
Тип залежи		Пластово-Сводовая Поровый			
Тип коллектора					
Средняя общая толщина	м	18,4	14,2	11,6	22,8
Средняя эффективная толщина	м	2,9	9,7	8,3	11,5
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	3,5	6,6	5,3	3,15
Средняя водонасыщенная толщина	м	3	8,1	6,7	9,3
Пористость	доли ед.	0,157	0,166	0,175	0,174
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ	доли ед.	0,67	0,62	0,64	0,57
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ	доли ед.	0,67	0,62	0	-
Проницаемость (по геофизике и керну)	мкм ²	0,006	0,014	0,024	0,008
Коэффициент песчанистости(общая. Часть)	доли ед.	0,45	0,67	0,71	0,5
Коэффициент расчлененности	доли ед.	4,1	3,3	3,3	5,6
Начальная пластовая температура	С	81	81	81	81
Начальное пластовое давление	атм.	243	243	243	243
Вязкость нефти в пл. Усл.	мПа*с	0,3	0,3	0,3	0,3
Плотность нефти в пл. Усл.	кг/м ³	639	639	639	639
Плотность нефти в пов. Усл.	кг/м ³	828	828	828	828
Абсолютная отметка ВНК	м	2244	2244	2244	2244
Объемный коэф. Нефти	доли ед.	1,63	1,63	1,63	1,63
Содержание серы в нефти	%	0.2-0.51	0,4	0,32	0,46
Содержание парафина в нефти	%	0.65-6.25	3,3	3,09	2,46
Давление насыщения нефти газом	атм.	243	243	243	243
Газосодержание нефти	м ³ /т	223	223	223	223
Вязкость воды в пл. Усл.	мПа*с	0,37	0,37	0,37	0,37
Плотность воды в пл. Усл.	кг/м ³	1000	1000	1000	1000
Средняя продуктивность	сут*Мпа	8,8	-	-	3,2

Пласт Ю₁⁴ на изучаемой площади, как указывалось ранее, четко разделяется на восточный и западный купола. Восточный характеризуется несколько пониженными

значениями эффективных толщин, а также газо- и нефтенасыщенных толщин по сравнению с западным и в целом по пласту. Эффективная толщина пласта колеблется в широком диапазоне от 0,8 до 21,2 м. Пласт неоднородный, количество песчаных прослоев, выделяемых в разрезе изменяется от 1 до 9 при интервале изменения толщин от 0,4 до 6,8 м.

Пористость и проницаемость пласта меняется не только по площади, но и по разрезу так же, как и во всех пластах, формировавшихся в период регрессии. В нижней части пласта наблюдается постепенное увеличение средних значений пористости от 0,13 до 0,2, с проницаемостью от $3 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². Вышележащая часть разреза характеризуется средними значениями пористости 0,19-0,20, а проницаемостью $(50-90) \cdot 10^{-3}$ мкм².

2.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

Физико-химические свойства нефти, газа и конденсата изучались по глубинным и поверхностным пробам, которые отбирались при исследовании скважин. Анализы проводились по общепринятым методикам.

В процессе разведки Лугинецкого месторождения было проанализировано 5 глубинных проб нефти из трёх скважин. После утверждения запасов ГКЗ СССР (1972 г) в процессе разбуривания месторождения было отобрано и проанализировано 33 глубинные пробы нефти из 14 эксплуатационных скважин, кроме того, две пробы были отобраны из разведочной скважины 182, пробуренной с целью доразведки месторождения.

За период, прошедший после последней переоценки запасов, на месторождении были дополнительно отобраны глубинные пробы из 18 скважин.

По результатам анализов глубинных проб видно, что полученные значения основных физических параметров очень заметно отличаются между собой. При этом не наблюдается какой-либо закономерности в изменении основных свойств пластовой нефти ни по площади, ни по разрезу. Основной причиной широкого и неупорядоченного разброса параметров, по мнению авторов подсчета запасов, является тот факт, что все отобранные на Лугинецком месторождении глубинные пробы в различной степени недонасыщены газом.

Сепарированная нефть залежей горизонтов Ю₁ и Ю₂ на месторождении изучена по результатам анализов 61 проб нефти из 24 эксплуатационных и 11 разведочных скважин. По результатам исследования поверхностных проб нефть юрских пластов Лугинецкого месторождения легкая, подвижная, малосмолистая, для большинства проб характерно низкое содержание асфальтенов. Однако результаты исследования сепарированных проб

свидетельствуют о неоднородности физико-химических свойств нефти. Если в целом по средним значениям содержания парафина и серы в пробах нефть характеризуется как малосернистая и парафинистая, то нефть пласта Ю₁² сернистая и высокопарафинистая (содержание серы и парафина 0,51 % и 6,25 %, соответственно). Повышенное содержание серы отмечается также в некоторых пробах нефти пласта Ю₁³, Ю₁⁴ и Ю₂, парафина - в пластах Ю₁³ и Ю₁⁴. Приведенные данные свидетельствуют о локальной изменчивости свойств нефти по площади и разрезу. Состав и свойства нефти и газа Лугинецкого месторождения приведены в таблице 2.2.

По данным анализа пробы сепарированной нефти горизонта М (кора выветривания), отобранной в скв.№180, нефть этой залежи отличается от юрских нефтей: она тяжелая (плотность 0,827 г/м³), характеризуется повышенным содержанием асфальтенов (2,4 %), сернистая (содержание серы 0,67 %), высокопарафинистая.

Таблица 2.2 - Состав и свойства нефти и газа Лугинецкого месторождения

Состав и свойства	Параметры
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	827,05
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	674
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1030
Объемный коэффициент нефти	1,3985
Давление насыщения, Мпа	15,9
Молекулярная масса газа	22,77
Состав газа, молярная концентрация, %	
H ₂ S	0
CO ₂	1,3825
N ₂	1,1425
CH ₄	74,915
C ₂ H ₆	7,21
C ₃ H ₈	8,46
C ₄ H ₁₀	3,345
i-C ₄ H ₁₀	1,22
C ₅ H ₁₂	0,595
i-C ₅ H ₁₂	0,43
C ₆ H ₁₄ и высшие	0,465
Гептаны	0
Октаны	0
Остаток	0
Плотность газа, кг/м ³	0,949
Динамическая вязкость нефти, МПа*с	0,495
Вязкость дегазированной нефти, МПа*с	3,585

Растворенный газ Лугинецкого месторождения сухой с преобладающим содержанием метана от 64,77 до 84,35 %.

Основным компонентом свободного газа Лугинецкого месторождения является метан, содержание которого колеблется от 78 до 92 %, что в среднем несколько выше, чем в растворенном газе. Кроме углеводородов, в составе свободного газа присутствуют азот, (от 2,03 до 11,5 %), двуокись углерода (0,1 -1,63 %), сероводород отсутствует, содержание гелия (менее 0,03 %).

По групповому химическому составу стабильный конденсат Лугинецкого месторождения имеет метаново-парафиновую основу с незначительными добавками ароматических углеводородов (4,1-6,4 %).

В разрезе Лугинецкого месторождения выделяется шесть водоносных комплексов. Пластовые воды горизонта Ю₁ относятся к хлоркальциевому типу. Для них характерно незначительное содержание сульфатов 3,8 мг/л) и повышенная концентрация ионов кальция 1097,8 мг/л). Минерализация вод высокая и составляет 45,8 г/л, плотность 1034 кг/м³. Вязкость воды в пластовых условиях при температуре 81 °С составляет 0,37 мПа* с.

3 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ЛУГИНЕЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Анализ разработки Лугинецкого месторождения

Месторождение находится на третьей стадии разработки. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2015 года составляет 20958.8 тыс. т, доля конденсата составляет – 2318.7 тыс. т (11.0% от добычи нефти) или 24.8% от начальных извлекаемых запасов конденсата категории В+С₁. Накопленная добыча газа составила 18070.8 млн. м³, в том числе свободного газа 13492.1 млн. м³ или 76.2% от суммарной добычи газа. Коэффициент извлечения нефти составил 0.129 (КИН конечный - 0.350). Водонефтяной фактор - 0.41, среднегодовая обводненность продукции достигла 66.4%. Накопленная компенсация отбора жидкости в пластовых условиях составила 98.4%, текущая – 42.3%. Текущее пластовое давление в зоне отбора на 01.01.2015 г. по пласту Ю₁³ – 22.13 МПа, по Ю₁⁴ – 21.45 МПа, первоначальное пластовое давление по данным пластам - 24.3 МПа.

За период 2012 - 2015 гг. произошло значительное снижение годовых отборов нефти по месторождению. Так в 2012г. отбор нефти достигал 620.3 тыс. т, начиная с 2013г. наблюдается снижение добычи нефти. В 2015г. отбор нефти составил 590.2 тыс. т (- 4.8% к уровню 2012года). Дебит нефти снизился с 16 т/сут (2012 г.) до 12 т/сут (2015 г.). Годовая добыча жидкости по сравнению с 2012 г., напротив, увеличилась на 119.6 тыс. т и в 2015 г. составила 1840.5 тыс. т, обводненность добываемой продукции выросла с 64.2% (2012г.) до 66.9 % (2015 г.). Действующий добывающий фонд скважин за 2012 - 2015 гг. по состоянию на конец года находился в пределах 170 – 180 скважин, т.е. существенно не менялся. Объем закаченной жидкости по пластам Лугинецкого месторождения компенсирует добычу жидкости в среднем на 40.0 - 60.0%, т.е. по месторождению продолжается процесс недокомпенсации.

В эксплуатации месторождения основная доля в добыче нефти и конденсата принадлежит фонтанному способу - 14570.4 тыс. т или 79.7% от всей добычи нефти с начала разработки. Добыча нефти механизированным способом началась в 1989 г. с оборудования скважин штанговыми насосами (ШГН), накопленная добыча нефти на 01.01.2015г. составила 699.2 тыс. т (3.8%). С 1990 г. началось оборудование скважин электропогружными насосами (ЭЦН), накопленная добыча нефти данным способом составила 2950.0 тыс. т (16.1%). Эрлифт использовался в период 1995-2001 гг., добыто 44.5 тыс. т нефти.. Максимальное использование фонтанного способа эксплуатации обусловлено высоким газосодержанием добываемой продукции, влияющим на эффективность работы различных типов насосов. С 2005 года наблюдается

тенденция преобладания механизированного способа эксплуатации скважин над фонтанным способом, что связано с ростом обводненности добываемой продукции.

По состоянию на 01.01.2015 г. на месторождении пробурено 578 скважин из них: 396 добывающих, 158 нагнетательных, 24 водозаборных скважины на апт-сеноманские отложения (смотреть таблицу 3.1) Не разбурены северо-восточная и северо-западная части площади Лугинецкого месторождения.

Эксплуатационное бурение на месторождении в период 2004 - 2008 гг. велось только в 2006 г. - 13 скважин, в 2007 г. - 3 скважины. Как видно из рисунка интенсивное бурение скважин велось вплоть до 1994 года и к этому времени количество скважин достигло значения 522 скважин. В дальнейшем бурение новых скважин велось малыми темпами. Динамика основных технологических показателей и динамика фонда скважин за весь период разработки Лугинецкого месторождения представлена на рисунках 3.1. и 3.2.

Таблица 3.1 - Структура пробуренного фонда скважин Лугинецкого месторождения

№№ п/п	Наименование	2015год
1	Общий пробуренный фонд скважин	578
2	Фонд добывающих скважин	396
	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	212
	Действующий фонд добывающих скважин	148
	в т.ч.: дающие продукцию	163
	Простаивающие	7
	Бездействующий фонд добывающих скважин	42
	В консервации	59
	Пьезометрические	3
	Наблюдательные	2
	В ликвидации	27
	В ожидании ликвидации	92
3	Фонд нагнетательных скважин	158
	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	156
	Действующий фонд нагнетательных скважин	85
	в т.ч.: под закачкой	84
	Простаивающие	1
	Бездействующий фонд нагнетательных скважин	84
4	Фонд водозаборных скважин	24
	Эксплуатационный фонд водозаборных скважин	14
	Действующий фонд водозаборных скважин	6
	Бездействующий фонд водозаборных скважин	7
	В освоении и ожидании освоения	1
	В консервации	8
	Пьезометрические	1
	В ликвидации	1

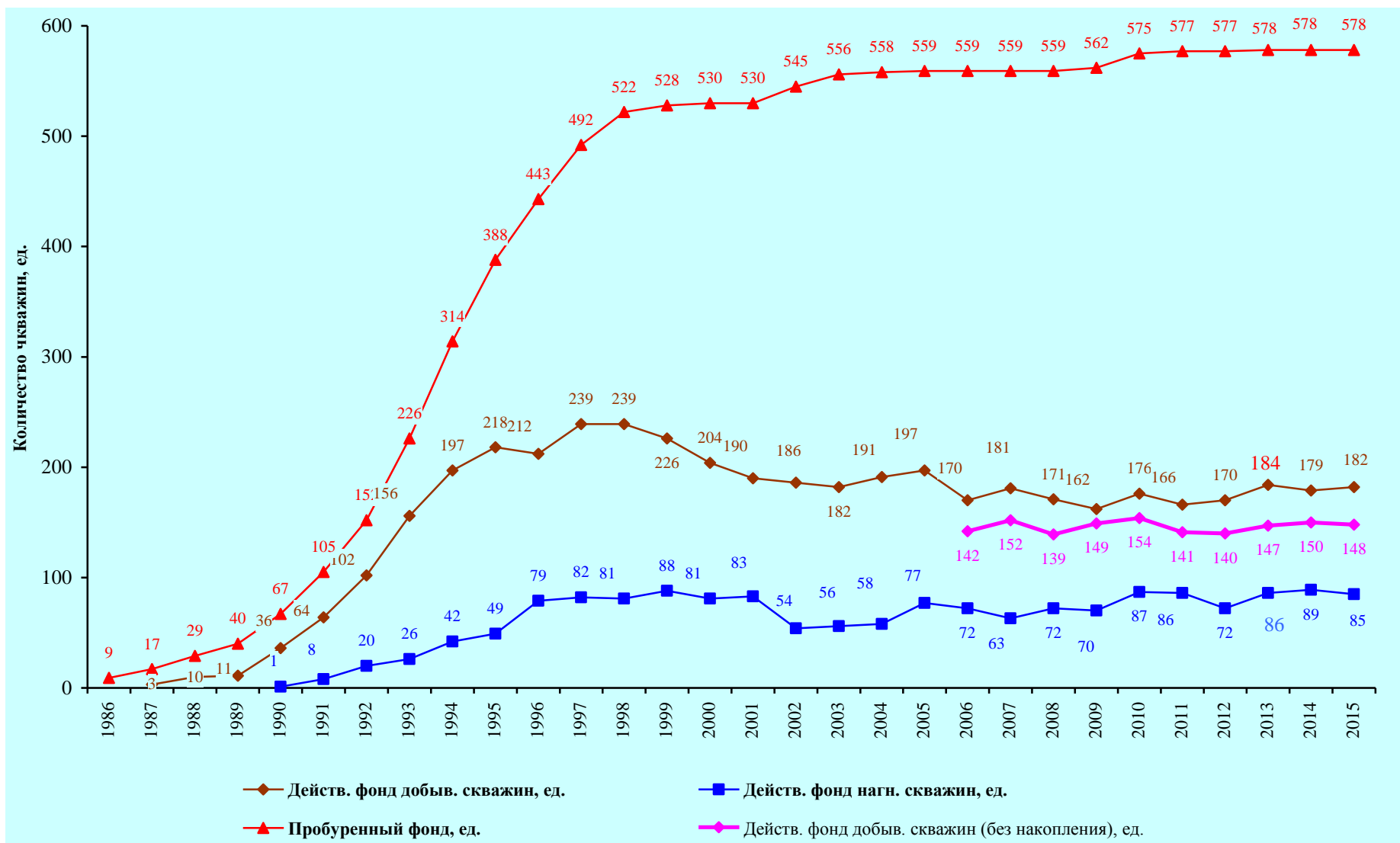


Рисунок 3.1 - Динамика фонда скважин Лугинецкого месторождения

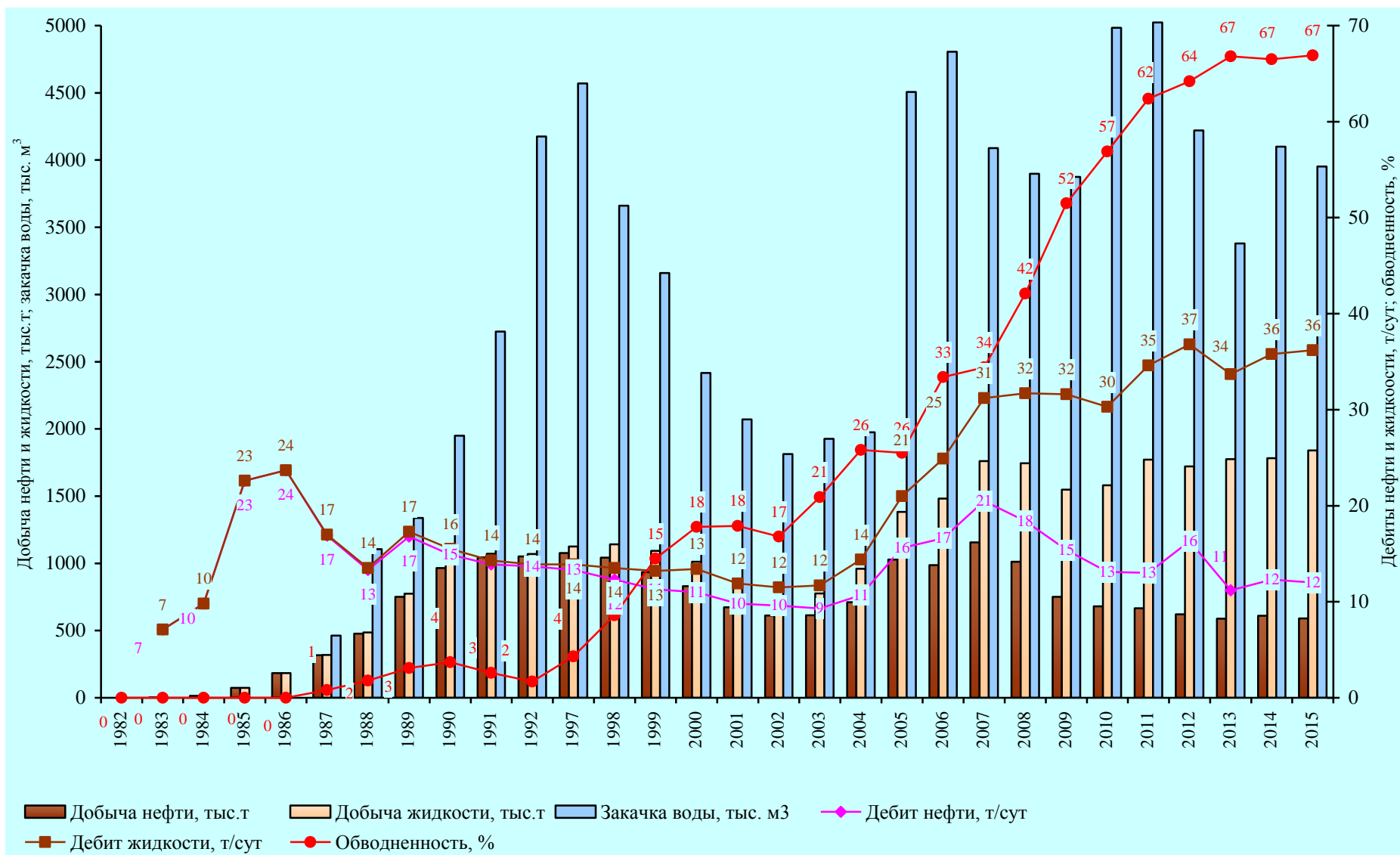


Рисунок 3.2- Динамика основных технологических показателей за весь период разработки Лугинецкого месторождения

Эксплуатационный фонд добывающих скважин на 01.01.2015 г. составил 212 скважин, что меньше показателя предыдущего года на 1 единицу. Скважина № 597 в 2014 году переведена в ППД. Из которых 170 скважин (86,05%) действующих, из них 109 ед. (57%) эксплуатировались фонтанным способом, остальная часть добывающего фонда в процессе эксплуатации были оборудованы установками электроцентробежного насоса (УЭЦН) – 69 единицы (36%) и штанговыми - глубинными насосами (ШГН) – 13 единиц (7%) (смотреть рисунок 3.3).

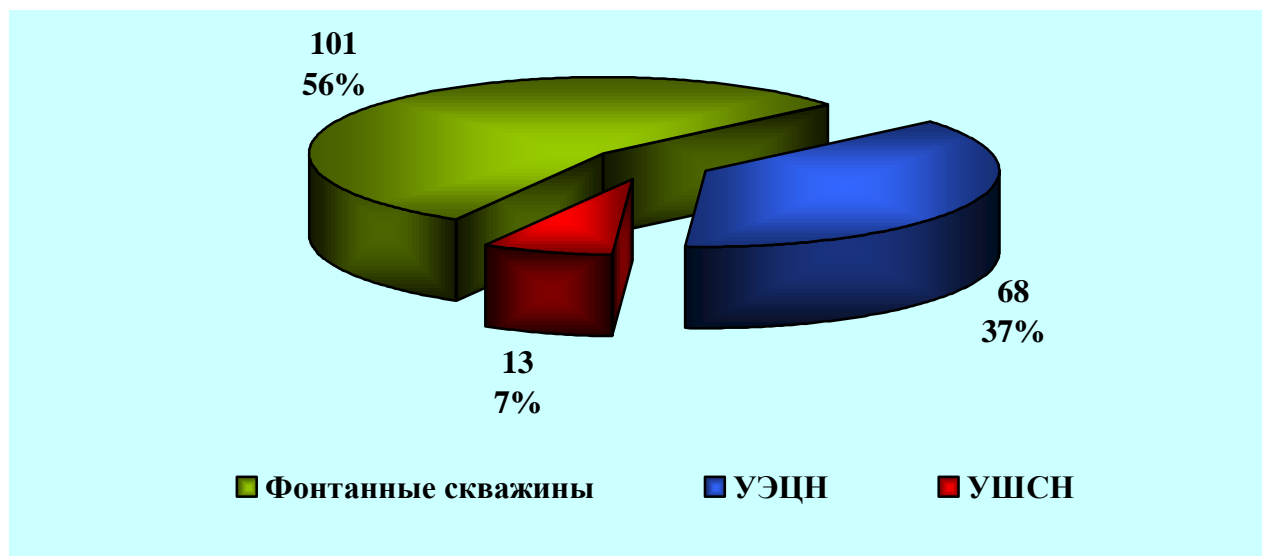


Рисунок 3.3 - Структура действующего фонда Лугинецкого месторождения на 01.2015г.

Действующий фонд в течение года увеличился на 4 ед. и составил 182 ед.: 1 скважина (№№ 275) введены в работу из освоения прошлых лет, на 2 скважины сократился бездействующий фонд, в свою очередь скважина № 597 переведена в ППД. Таким образом, в течение года из бездействия были выведены 2 скважин (№№ 645, 724), вновь прибыли в бездействующий фонд 4 скважин (№№ 82, 767, 874, 856). На конец года бездействующий фонд составил 42 ед. (10.6% от пробуренного нефтяного фонда).

На 01.01.2015г. в консервации 59 скважин (14.9%), количество скважин уменьшилось на 2 ед.: скв. № 828 переведена в ППД (пласт Ю₁³), скв. № 62М переведена в ликвидационный фонд. Основная причина перевода скважин в консервацию высокая обводненность добываемой продукции, 10 скважин находятся в консервации по причине высокого газового фактора.

Фонд пьезометрических и наблюдательных скважин остался без изменения - 5 ед. (скважины №№ 532, 628, 630, 781, 860). В ожидании ликвидации и в ликвидации находятся 119 скважин (30.1% от пробуренного добывающего фонда), из них ликвидировано 27 ед. (добавилась скв. № 62М), в ожидании ликвидации - 92 ед.

Нагнетательный фонд скважин на Лугинецком месторождении составляет 158 скважин. Фонд увеличился на 2 ед. за счет ввода из нефтяного эксплуатационного фонда скважины № 597 (пласт Ю₁⁴) и перевода из консервации нефтяного фонда скважины № 828 (пласт Ю₁³). Эксплуатационный фонд скважин по состоянию на 01.01.2015 г. – 156 ед. (+2 ед. к уровню 2014г.), действующих - 72 ед. (из них 30 в совместной эксплуатации). Действующий фонд нагнетательных скважин сократился на 14 скважин и распределился следующим образом: Ю₁⁰⁻¹⁻² - 13 ед. (все скважины в совместной эксплуатации), Ю₁³ - 59 ед. (28 скважин в совместной закачке), Ю₁⁴ - 31 ед. (20 скважин в совместной работе), Ю₂ - 1 ед. (скв. № 1167 закачка осуществляется на Ю₁⁴, Ю₂). Бездействующий фонд скважин увеличился на 16 скважин, максимальное количество скважин приходится на пласт Ю₁³ – 34 ед., на Ю₁⁴ – 13 скважин. В ожидании ликвидации находятся две скважины (№№ 716, 782 пласт Ю₁¹). Основной причиной бездействия нагнетательных скважин является отсутствие необходимости закачки в районах уменьшения отборов.

Распределение добычи нефти по способам эксплуатации представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Распределение отборов нефти по способам эксплуатации Лугинецкого месторождения на 01.01.2015 г.

Показатели	Способ эксплуатации				Всего:
	ФОНТАН	ЭЦН	ШГН	БКТ	
1. Количество скважин, ед.	109	69	13	0	
2. Годовой отбор нефти, тыс. т	246,1	356,3	17,9	0,0	620,3
3. Годовой отбор жидкости, тыс. т	411,6	1408	27,3	0,0	1846,9
4. Обводненность с начала года, %	40,2	74,7	34,3	0,0	66,4
5. Дебит нефти, т/сут	9,4	18,2	4,2	0,0	12,4
6. Дебит жидкости, т/сут	15,7	71,9	6,3	0,0	36,8
7. Добыча попутного газа, тыс.м ³	54736,8	75912,1	3484,8	0,0	134133,7

В 2015 г. объем добычи жидкости механизированным способом составил 1435.3 тыс. т, что превысило добычу жидкости фонтанным способом в 3.5 раза (411.7 тыс.т). Добыча нефти фонтанным способом составила 246.1 тыс. т. Добыча нефти механизированным способом составила 374.2 тыс. т, по типам насосов распределилась следующим образом: ЭЦН - 356.3 тыс. т (95.2%), ШГН - 17.9 тыс. т (4.8%). Практически вся добыча ведется из скважин, оборудованных насосами ЭЦН. В таблице 3.2 приведены основные показатели разработки по способам эксплуатации за 2015 г. Максимальный дебит по жидкости и нефти приходится на скважины, оборудованные насосами ЭЦН. В 2012 г. прекратилась эксплуатация скважин, оборудованных плунжерными установками.

На Лугинецком месторождении эксплуатируются объекты разработки: $Ю_1^{0-2}$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$, $Ю_2$. В 2015 г. добыча жидкости по месторождению превысила уровень 2014 г. на 58 тыс. т и составила 1840.5 тыс. т, увеличение произошло за счет роста среднесуточной добычи нефти по основным объектам разработки $Ю_1^3$, $Ю_1^4$. Так по пласту $Ю_1^3$ увеличение среднесуточной добычи жидкости составило 155.1 т/сут, с 938.6 т/сут в 2014г. до 1093.7 т/сут в 2015 г., по $Ю_1^4$ увеличение составило 26.4 т/сут с 482.2 т/сут (2011 г.) до 508.6 т/сут (2012 г.). Добыча нефти по месторождению продолжает снижаться (- 19.9 тыс. т к уровню прошлого года), если в 2014 г. она составила 610.1 тыс. т, то в 2015 г. - 590.2 тыс. т. В 2015 г. произошло снижение среднесуточной добычи нефти с 1825.2 т/сут (2014 г.) до 1596.8 т/сут (2015 г.), снижение составило 228.4 т/сут. Снижение среднесуточной добычи нефти наблюдается в течение всего года по всем объектам разработки месторождения:

Дебиты нефти и жидкости по объектам разработки существенно не изменились. Дебит нефти уменьшился с 12,3 т/сут (2014 г.) до 12 т/сут (2015 г.), дебит жидкости увеличился с 35.8 т/сут (2014 г.) до 36.2 т/сут (2015 г.). Среднегодовая обводненность увеличилась по месторождению на 0.4%, с 66.5% до 66.9%. Значительное увеличение обводненности на 1.3%. наблюдается по пласту $Ю_1^3$. По остальным объектам, увеличение среднегодовой обводненности произошло в пределах 0.1% - 0.6%. По основным объектам разработки обводненность продукции достигла: $Ю_1^3$ – 69.3%, $Ю_1^4$ – 63.9%. В таблице 16.8 представлены основные показатели разработки по объектам Лугинецкого месторождения.

Обводненность скважинной продукции в течение 2015 г. увеличилась до 66.9%. Из скважин с обводненностью продукции в интервале 50%-90% добыто нефти 274.4 тыс. т (44.2% от годовой добычи нефти), по скважинам с обводненностью продукции менее 20.0% добыча нефти составила 238.0 тыс.т. Безводных скважин в данном году не было. Почти 5.0% годовой добычи нефти ведется из малодебитных скважин, из высокодебитных скважин добыча нефти составила 85.5 тыс. т или 13.8% годовой добычи нефти. Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебиту нефти и обводненности по месторождению представлено в таблице 3.3. Как видно из таблицы, из 170 действующих добывающих скважин 98 ед. (57.6%) составляют малодебитный фонд, 70 ед. имеют дебиты нефти более 5.0 т/сут, скважины №№ 212 (пласт $Ю_1^4$) и 1307 (пласт $Ю_1^3$) имеют дебит нефти более 50.0 т/сут. Все скважины эксплуатируются с различной степенью обводненности, высокообводненных скважин 20 ед., максимальное количество скважин имеют обводненность от 50.0 - 90.0%.

Таблица 3.3 - Распределение действующего добывающего фонда скважин Лугинецкого месторождения по дебиту нефти и обводненности на 01.01.2015 г.

% воды	Дебит нефти, т/сут					Всего:
	менее 5	5 – 10	10 – 30	30 – 50	более 50	
до 2	5	0	1	1	0	7
2-20	25	11	8	5	1	50
20-50	23	2	4	2	1	32
50-90	27	13	17	4	0	61
>90	18	2	0	0	0	20
Всего:	98	28	30	12	2	170

Начальное пластовое давление на Лугинецком месторождении составляет 24.3 МПа. Система поддержания пластового давления на месторождении запущена в 1987 году, в качестве рабочего агента используется сеноманская вода. По состоянию на 01.01.2015 г. накопленный объем закаченной жидкости составил 69592.8 тыс. м³, компенсация накопленная – 98.4%. Основные объемы закачанной воды приходятся на пласты Ю₁³, Ю₁⁴. На Ю₁³ закачано - 36491.4 тыс. м³, чуть более половины всего объема закачки по месторождению, накопленная компенсация по пласту - 124.6%. По Ю₁⁴ объем накопленной закачки составил - 29426.8 тыс. м³ (42.3%), накопленная компенсация - 86.3%. По второстепенным пластам: Ю₁⁰⁻² закачано 3030.7 тыс. м³ (4.3%), Ю₂ - 644.0 тыс. м³ (0.9%).

В 2015 г. годовой объем закаченной жидкости составил 3952.8 тыс. м³, что на 147.5 тыс. м³ меньше объема 2014 г. (4100.3 тыс. м³). Максимальный объем закачки приходится на Ю₁³ - 2283.2 тыс. м³ (61.0% от годового объема закачки), текущая компенсация по пласту в целом - 74.2%, на Ю₁⁴ - 1360.8 тыс. м³ (32.2%) текущая компенсация - 26.3%. Остальные 75.8 тыс. м³ приходятся на Ю₁⁰⁻² (73.5 тыс. м³), Ю₂ - 1.4 тыс. м³. Пласт Ю₂ эксплуатируется на естественном режиме, текущая компенсация за год – 0.3%, осталась на уровне 2014 г. Текущая компенсация по месторождению в целом – 42.3%, в 2014г. – 50.6%.

Следует отметить, что при расчете компенсации, отбор, ведущийся из нефтяной части пласта, компенсируется закачкой, рассчитанной с учетом отборов из газовой шапки, что приводит к заниженной оценке компенсации, причем разница в этом случае составляет от 2.5 до 8.5 раз.

Приемистость нагнетательных скважин относительно 2015 г. осталась практически без изменения и равна 155.4 м³/сут. По состоянию на конец года 158 нагнетательных скважин, 156 ед. – в эксплуатационном фонде, 2 ед. – в ожидании ликвидации. Наибольшее количество скважин приходится на Ю₁³ (121 ед.), Ю₁⁴ (63 ед.), Ю₁¹ - 2 скважины, таким образом, 30 ед. являются совместными. Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин на 01.01.2015г. составляет 156 ед., действующий фонд - 72 ед., 84 ед. (53.2%) находятся в бездействии. Такое положение с бездействующим нагнетательным фондом может привести к разбалансировке системы разработки месторождения.

По пласту Ю₁⁴ реализована внутриконтурная система заводнения, создан барьер между газовой шапкой и нефтенасыщенной частью залежи. Внедрение барьерного ряда позволило на протяжении длительного времени вести разработку контактных запасов пласта Ю₁⁴ без прорыва газа. На восточном куполе пласта Ю₁⁴ реализуется 9-точечная система заводнения с размещением приконтурных нагнетательных скважин. На остальной части залежи реализовано очаговое заводнение. Объем закачки с начала разработки по Ю₁⁴ - 29426.8 тыс. м³, компенсация с начала разработки 86.3%.

По пласту Ю₁³ в районе газовой шапки реализовано законтурное заводнение. На остальной части внешнего контура нефтеносности реализовано приконтурное, либо очаговое заводнение. Объем закаченной жидкости с начала разработки составил 36491.4 тыс. м³, компенсация с начала разработки (1987 г.) равна 124.6%. Пластовое давление в зоне отбора в течение 2015г. составляло 22.0 МПа.

Одно из осложняющих условий, влияющее на эффективную работу механизированных скважин является растущий из года в год газовый фактор. Распределение действующего фонда скважин по газовому фактору приведено в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Распределение действующих добывающих скважин по газовому фактору с 12.2012 по 12.2015 года

	Газовый фактор, м ³ /т					всего
	<200	200-400	400-600	600-800	>800	
Кол-во скважин						
на 12.12	17	38	20	22	76	173
% от фонда	9,8	21,9	11,6	12,7	43,9	
Кол-во скважин						
на 12.13	15	32	21	20	80	168
% от фонда	8,9	19,04	12,5	11,9	47,6	
Кол-во скважин						
на 12.14	11	37	14	19	83	164
% от фонда	6,7	22,56	8,54	11,58	50,6	
Кол-во скважин						
на 12.15	20	39	20	17	83	179
% от фонда	11,2	21,8	11,2	9,5	46,3	

На 01.01.2015 года около 50 % фонда скважин эксплуатируются в условиях высокого газосодержания. Если в 2012 году 76 скважин эксплуатировались с газовым фактором более 800 м³/сут, то в 2015 году таких скважин было уже 83. Однако за 2015 год ощутимый рост газового фактора наблюдается только на скважинах, эксплуатируемые УЭЦН. Самым высоким значением среднего газового фактора обладают скважины, эксплуатируемые фонтанным способом. Средний газовый фактор таких скважин составляет на 2015 год 4952

м³/сут, что на 0,1% больше чем в 2014 году, среднее значения газового фактора для скважин, эксплуатируемых электроцентробежными насосами, за год возросло на 40% и, составил 1648 м³/сут. Общий средний газовый фактор всех скважин в 2013 году остановился на отметке 3092 м³/сут

3.2 Состояние выполнения проектных решений по разработке месторождения

Лугинецкое месторождение разрабатывается в соответствии с последним проектным документом «Технологической схемой комплексной разработки Лугинецкого месторождения» (протокол ЦКР № 2048 от 24.07.1996 г.). Эксплуатационное бурение на месторождении в период 2004 - 2008 гг. велось только в 2006 г. - 13 скважин, в 2007 г. - 3 скважины, по проектному документу за данный период предполагалось эксплуатационное бурение 104 скважин. Эксплуатационное бурение скважин велось на кустах 68, 84, 92. На рисунке 3.5 представлена динамика проектных и фактических дебитов нефти, жидкости и обводнённости за 2010-2015 гг.

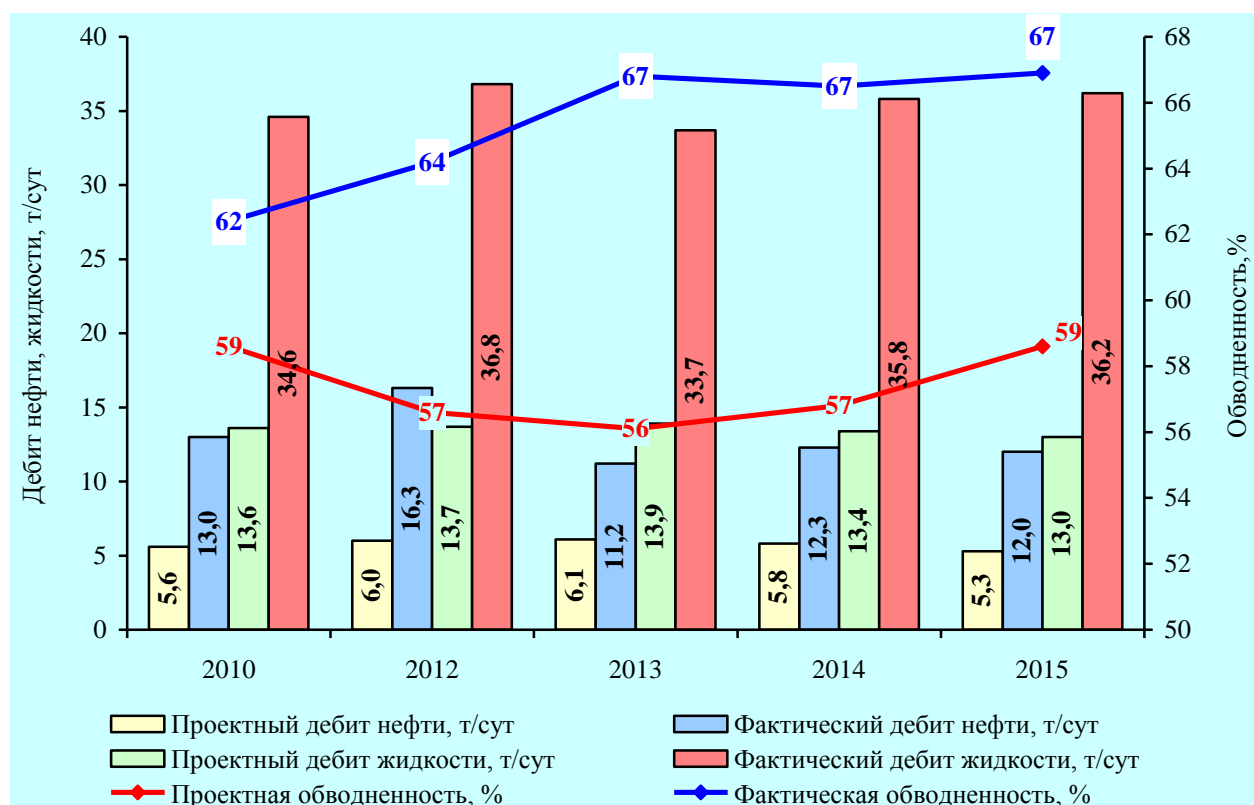


Рисунок 3.3 - Сопоставление проектных и фактических дебитов нефти, жидкости и обводнённости Лугинецкого месторождения

Как видно из рисунка 3.5 за период 2010 - 2015 гг. фактические дебиты нефти и жидкости превышали проектные в 2-2.5 раза.

В 2015 г. среднегодовой дебит по нефти превысил проектную величину в 2.3 раза и составил 12 т/сут, дебит по жидкости превысил проектную величину в 2.8 раза и равен 36.2 т/сут. Превышение фактических дебитов нефти и жидкости связано с проведением ГТМ (ГРП), не предусмотренных проектным документом.

Период 2011 - 2015 гг. характеризуется резким снижением добычи жидкости, нефти по месторождению. За данный период не выполнение проектного объема добычи жидкости составляет 4454.0 тыс. т или 34.3%, в 2015 г. фактически добыто 1847.0 тыс. т жидкости или 71.5% от проектного объема (2582.0 тыс. т). Проектная величина добычи нефти за период 2010 - 2015 гг. составляет 5522.0 тыс. т, фактически добыто 3728.5 тыс. т или 67.5% от проекта, отставание в добыче нефти составило 1793.5 тыс.т. В 2015г. выполнение проектного уровня добычи нефти (1064.0 тыс. т) составляет только 58.3% или 620.3 тыс. т нефти (рисунок 3.4).

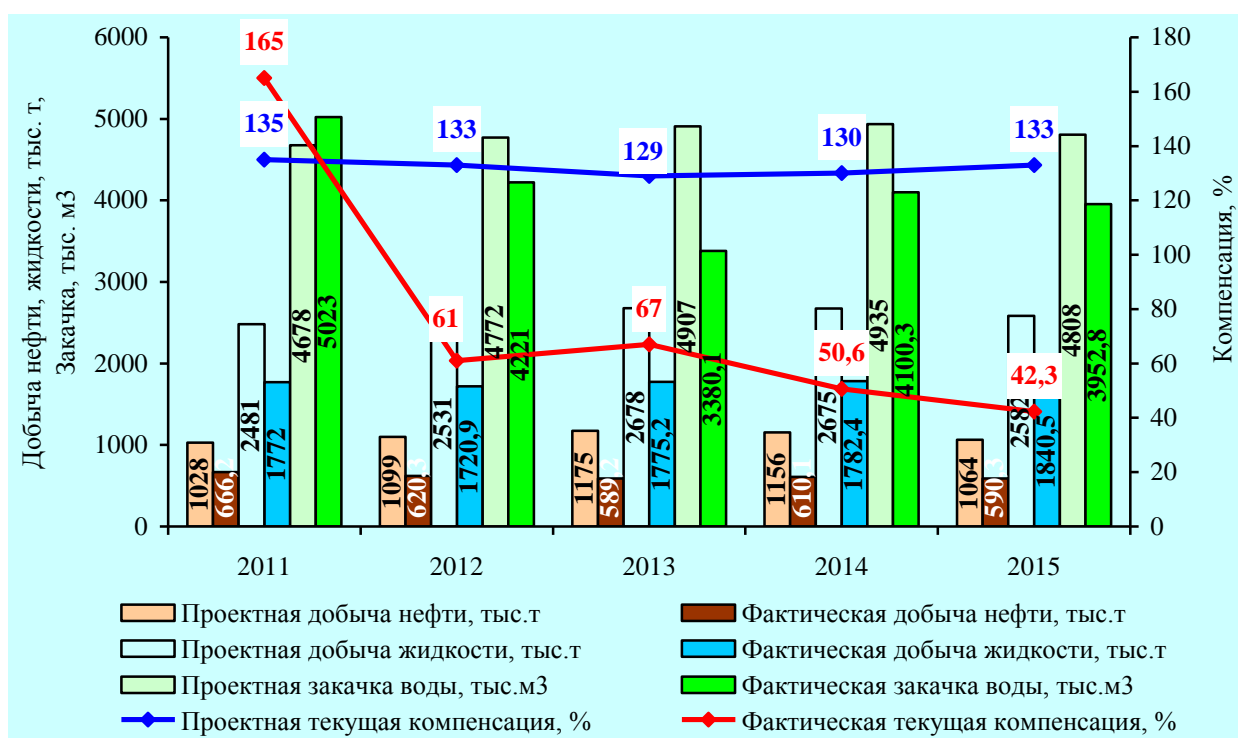


Рисунок 3.4 - Динамика основных проектных и фактических показателей разработки Лугинского месторождения за период 2011-2015 гг.

Как уже отмечалось выше, при расчете компенсации, отбор, ведущийся из нефтяной части пласта, компенсируется закачкой, рассчитанной с учетом отборов из газовой шапки, что приводит к заниженной оценке компенсации, причем разница в этом случае составляет от 2.5 до 8.5 раз (рисунок 3.6).

Эксплуатационное бурение на месторождении в период 2004 - 2008 гг. велось только в 2006 г. - 13 скважин, в 2007 г. - 3 скважины, по проектному документу за данный период

предполагалось эксплуатационное бурение 104 скважин. Эксплуатационное бурение скважин велось на кустах 68, 84, 92. По состоянию на 01.01.2015г. пробуренный фонд скважин составляет 577 ед., вместо 866 ед. по проекту, всего проектным документом «Технологической схемой разработки...» предусмотрено бурение 987 скважин, осталось для бурения 410 скважин (рисунок 3.5).

По состоянию на 01.01.2015 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин составил 212 ед., по проекту - 465 ед., действующий фонд добывающих скважин - 182 ед., по проекту - 465 ед. (рисунок 3.4).

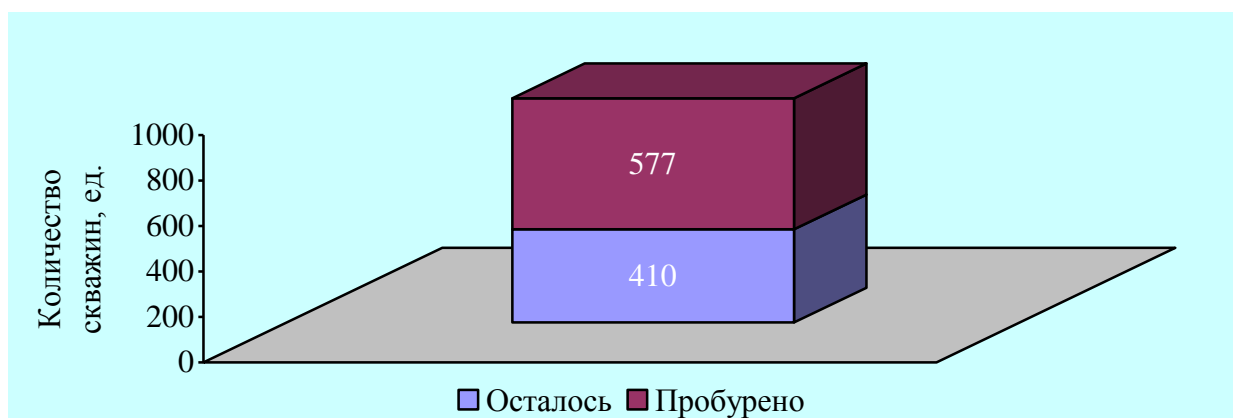


Рисунок 3.5 - Проектный фонд скважин Лугинецкого месторождения

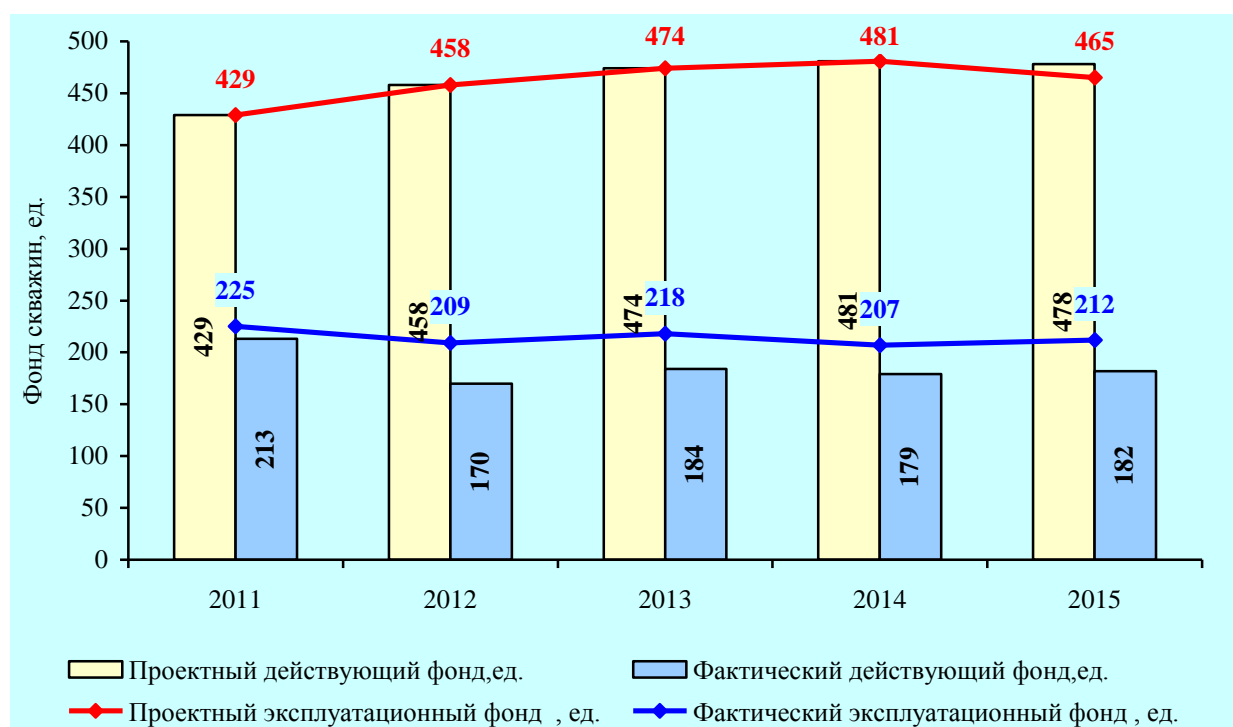


Рисунок 3.6 - Сопоставление проектного и фактического добывающего фонда скважин Лугинецкого месторождения

Основной причиной несоответствия проектных и фактических уровней добычи жидкости и нефти является значительное отставание фактического эксплуатационного и действующего фонда добывающих скважин от проектного.

Анализируя проектные и фактические показатели разработки за 2015г. можно сделать вывод что:

1. Проектные объемы добычи жидкости и нефти в 2015г. не достигнуты.

2. Основной причиной невыполнения являются низкие темпы эксплуатационного бурения и как следствие, ежегодное значительное отставание фактического фонда добывающих скважин от проектного фонда.

3.3 Анализ проведенных геолого-технических мероприятий

С начала разработки на Лугинецком месторождении добыто 18270.8 тыс. т нефти, «Технологической схемой...» предусматривалось добыть 20900.0 тыс. т, отставание от проектного показателя составляет 2629.2 тыс. т (12.6%). По последнему проектному документу добыча нефти за период 2011 – 2015 гг. должна составить – 5522.0 тыс. т, фактически добыто нефти – 3728.5 тыс. т, отставание составляет 1793.5 тыс. т или 32.5%. Основная дополнительная добыча нефти по Лугинецкому месторождению получена за счет ГРП и других ГТМ, не предусмотренных последним проектным документом. Общий объем дополнительной добычи за счет ГТМ (период 2011 - 2015 гг.) составил 1605.1 тыс. т нефти или 43.0% от всего объема добытой нефти за этот же период.

В 2015 году уровень добычи нефти составил по месторождению с учетом выполненных ГТМ 620.3 тыс. т, в том числе за счет проведения геолого-технических мероприятий добыто 140.7 тыс. т (22.7%), а объем базовой добычи нефти составил 479.6 тыс. т (таблица 3.6). Геолого-технологические мероприятия на 2012 год не были запланированы.

Увеличение добычи нефти на месторождении, согласно последнему проектному документу, предполагалось за счет эксплуатационного бурения и ввода новых скважин.

За последние пять лет добыча нефти из «новых скважин», введенных из бурения составила всего 60.6 тыс. т вместо 395.0 тыс. т, введено 16 новых скважин вместо 104 скважин, заложенных в проектном документе.

В 2015 г. эксплуатационное бурение на месторождении не велось, введены в эксплуатацию в конце года на пласт Ю₁⁴ из освоения прошлых лет две скважины №№ 275, 276 куста 84. Добыча нефти по этим скважинам составила 1101 тонна. В проектном документе бурение новых скважин в 2015 г. не предусматривалось.

В скважине № 275 в 2007 г. залит интервал 2555.4 - 2562.0 м пласта Ю₂, в ноябре 2012г. проведена первичная перфорация интервала 2531.0-2534.0 м пласта Ю₁⁴, скважина

введена в работу в ноябре 2012 г. с дебитом нефти/жидкости 16.8/18.4 т/сут при обводненности скважинной продукции 20.6%, в декабре скважина остановлена по причине отсутствия притока. Добыча нефти по скважине составила 127 тонн. В скважине № 276 в ноябре 2006 года залит интервал 2435.4 - 2439.5 м пласта Ю₂, в октябре 2012г. проведена первичная перфорация интервала 2419.7 – 2427.7 м пласта Ю₁⁴. Скважина введена в работу в октябре 2012 г. с дебитом нефти/жидкости 18.0/45.0 т/сут при обводненности 34.0%, добыча нефти составила 974 тонны.

Таблица 3.5 - Дополнительная добыча нефти, полученная за счет ГТМ на Лугинецком месторождении за 2011 - 2015 гг.

(с учетом переходящей добычи нефти)

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	2011			2012			2013			2014			2015			ИТОГО		
			проект	факт	+ / -	проект	факт	+ / -	проект	факт	+ / -	проект	факт	+ / -	проект	факт	+ / -	проект	факт	+ / -
1	Уровень добычи нефти	тыс. т	1028,0	1011,2	-16,8	1099,0	750,1	-348,9	1175,0	680,6	-494,4	1156,0	666,2	-489,8	1064,0	620,3	-443,7	5522,0	3728,4	-1793,6
2	Базовая добыча	тыс. т	918,0	559,5	-358,5	989,0	418,8	-570,2	1065,0	298,4	-766,6	1091,0	360,0	-731,0	1064,0	479,6	-584,4	5127,0	2116,3	-3010,7
3	Дополнительная добыча за счет ГТМ	тыс. т	110,0	451,7	341,7	110,0	331,3	221,3	110,0	382,2	272,2	65,0	306,2	241,2	0,0	140,7	140,7	395,0	1612,1	1217,1
4	Эксплуатационное бурение	тыс. м	73,9	0,0	-73,9	73,9	0,0	-73,9	73,9	27,6	-46,3	43,4	27,6	-15,8	0,0	0,0	0,0	265,1	55,2	-209,9
5	Ввод новых скважин,	скв.	29	2	-27,0	29	0	-29,0	29	14	-15	17	3	-14	0	4	4	104	23	-81
6	в том числе:	тыс. т	110,0	0,8	-109,2	110,0	0,0	-110,0	110,0	60,7	-49,3	65,0	1,3	-63,7	0,0	1,4	1,4	395	64,2	-330,8
7	- из бурения	скв.	29	0	-29	29	0	-29	29	13	-16	17	1	-16	0	2	2	104	16	-88,0
8		тыс. т	110,0	0,0	-110,0	110,0	0,0	-110,0	110,0	58,2	-51,8	65,0	1,3	-63,7	0,0	1,1	1,1	395	60,6	-334,4
9	- переводы на др. горизонты	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	- приобщение	опер.	0	2	2	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	2	2	0	5	5
12		тыс. т	0,0	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	3,6	3,6
13	ГРП	опер.	0	6	6	0	0	0	0	7	7	0	5	5	0	7	7	0	25	25
14		тыс. т	0,0	450,4	450,4	0,0	329,4	329,4	0,0	296,0	296,0	0,0	296,3	296,3	0,0	125,3	125,3	0,0	1497,4	1497,4
15	ИДН	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2	2	0	5	5
16		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,5	0,0	0,8	0,8	0,0	2,3	2,3
17	ОПЗ (ДП, КО, ИВВ)	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	7	7	0	12	12
18		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	2,8	0,0	0,8	0,8	0,0	3,6	3,6
19	МУН	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
20		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	Закачка ПАВ	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
22		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	РИР	опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1,0
24		тыс. т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2
25	Ликвидация аварий	опер.	0	4	4	0	14	14	0	18	18	0	12	12	0	12	12	0	60	60,0
26		тыс. т	0,0	0,5	0,5	0,0	1,9	1,9	0,0	25,5	25,5	0,0	4,3	4,3	0,0	12,2	12,2	0,0	44,4	44,4
27	Действующий фонд	скв.	429	193	-236	458	195	-263	474	176	-298	481	166	-315	465	170	-295	465	170	-295

На Лугинецком месторождении за 2011 - 2015 гг. выполнено 25 скважино-операции ГРП, работы проводились фирмами «МеКаМиннефть», «Shlumberger», «Newco» и «Катобь». В 2012 г. фирмой «Newco» проведен гидроразрыв пласта на 6 скважинах (№№ 619, 642, 809, 850, 1037, 1154), фирмой «Катобь» на 1 скважине № 839, дополнительно получено 48.8 тыс. т нефти, средний прирост добычи нефти на 1 скважину составил 7.0 тыс.т, прирост дебита нефти составил 24.9 т/сут, средняя обводненность на скважину 73.7%. В таблице 3.6 приведены данные по скважинам с ГРП - 2015 г.

Таблица 3.6 - Данные по скважинам с ГРП 2015 года

№№ скв.	Пласт	Дата ГРП	Насос	Параметры до ГРП			Насос	Параметры после ГРП		
				дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %		дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %
619	Ю1(3)	20.02.2011	ЭЦН-25	0,0	0,0	0,0	ЭЦН-80	8,9	108,0	90,0
642	Ю1(1)	29.02.2011	вор.	5,6	7,0	3,0	ЭЦН-80	43,9	106,0	50,0
809	Ю1(3+4)	08.03.2011	вор.	0,8	1,0	3,4	ЭЦН-60	26,8	60,0	46,0
839	Ю1/3	10.03.2011	вор.	0,4	1,0	40,0	ЭЦН-80	22,0	70,0	62,0
850	Ю1(3)	14.03.2011	ЭЦН-18	2,4	3,0	4,0	ЭЦН-80	49,4	89,0	33,0
1037	Ю1(3)	05.04.2011	вор.	1,6	2,0	2,0	ЭЦН-500	5,1	62,0	90,0
1154	Ю1(3)	08.04.2011	вор.	0,7	1,0	10,0	ЭЦН-80	20,4	112,0	78,0

Скважина № **850** куст 1 пласт Ю₁³. По данной скважине в интервале 2346.0 – 2361.0 м пласта Ю₁³ проведен гидроразрыв. Получена максимальная дополнительная добыча нефти 12.7 тыс. т, при максимальном приросте дебита нефти 44.0 т/сут, обводненность по данной скважине в пределах 3.0% -5.0%. Скважина № **642** куст 38 пласт Ю₁³⁺⁴. ГРП был проведен на пласт Ю₁³, дополнительно получено 9.2 тыс. т нефти, прирост дебита нефти составил 33.5 т/сут, обводненность увеличилась от 3.0% (до ГРП) до 50.0% (после ГРП). Скважина № **809** куст 23 пласт Ю₁³⁺⁴. ГРП проведен в интервале 2459.0 -2467.8 м. получено дополнительно 7.8 тыс. т нефти, прирост дебита нефти составил 27.2 т/сут, обводненность увеличилась от 3.0% (до ГРП) до 25.0% (после ГРП). Скважина № **1154** куст 38 пласт Ю₁³. Проведен ГРП на пласт Ю₁³ в интервале 2396.0 - 2406.0 м. По данной скважине получено дополнительно 7.0 тыс. т нефти, при увеличении дебита нефти с 0.7 т/сут (до ГРП) до 27.0 т/сут, существенно увеличилась обводненность продукции по данной скважине от 10.0% (до ГРП) до 88.0% (после ГРП). Скважина № **839** куст 23 пласт Ю₁³⁺⁴. ГРП был проведен на пласт Ю₁³, дополнительно получено 4.9 тыс. т нефти, прирост дебита нефти составил в среднем за год 18.4 т/сут, изменился от 0.4 т/сут до 20.0 т/сут, произошел рост обводненности от 40.0% до 64.0%. Скважина № **619** куст 31 пласт Ю₁¹. Скважина после проведения ГРП выведена из бездействия, объем добычи нефти составил 4.6 тыс. т, среднегодовой дебит нефти 15.8 т/сут, жидкости 95.9 т/сут, обводненность 83.5%. По данной скважине наблюдается рост

обводненности, что предполагает развитие трещины в зону нижележащего водоносного пропластка. Скважина № **1037** куст 68 пласт Ю₁³. По данной скважине при приросте дебита нефти 9.3 т/сут, дополнительно получено 2.5 тыс. т нефти. После проведения ГРП началось резкое обводнение скважинной продукции, так обводненность увеличилась с 2.0% до 90.0%, что предполагает развитие трещины в зону нижележащего водоносного пропластка.

В 2015 году объем дополнительной добычи нефти, полученной за счет проведения гидроразрыва пласта на скважинах Лугинецкого месторождения за период 2011 – 2015 гг. составил **125.3** тыс. т или 20.2% от всей добычи нефти по месторождению за отчетный год. На рисунке 3.7 представлено распределение дополнительной добычи нефти за 2015 год за счет операций ГРП, проведенных в период 2011-2015 гг., с учетом переходящей добычи.

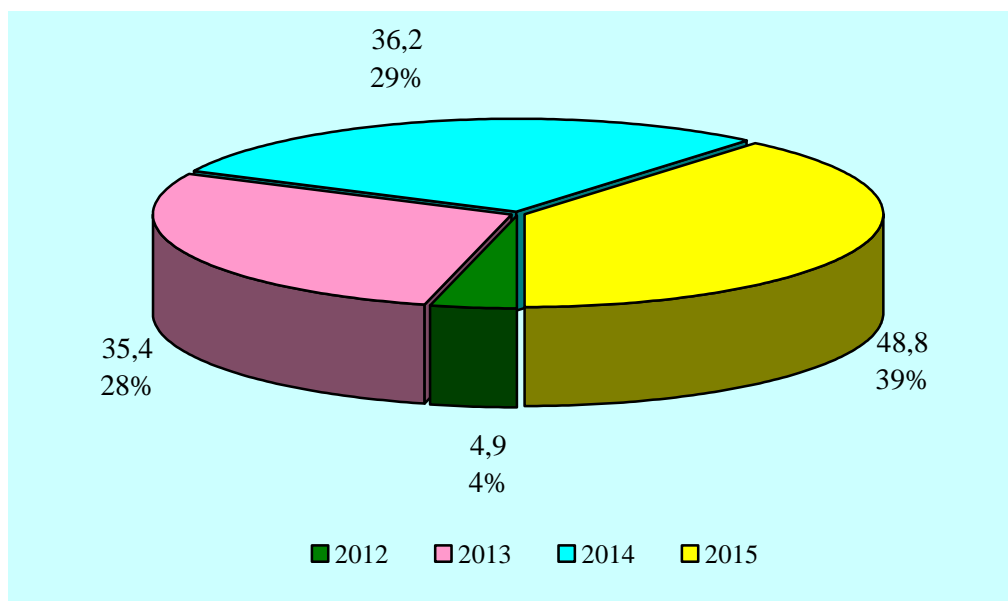


Рисунок 3.7- Распределение дополнительной добычи нефти за счет ГРП в 2015 году
(с учетом переходящей добычи)

За период 2012 - 2015 гг. обработка призабойной зоны пласта проводилась на 12 скважинах. В 2012 - 2015 гг. обработка призабойной зоны пласта на скважинах Лугинецкого месторождения не проводилась. В 2014 г. - 5 скважин, 2015 г. - 7 скважин. В 2015 г. проведена дополнительная перфорация на 7 скважинах (№№ 701, 1071, 724, 1036, 214, 838, 790). В таблице 16.22 представлены виды ОПЗ по скважинам и дополнительная добыча нефти. По скважине № **724** проведена обработка скважины термогазохимическим методом, существенного изменения дебита нефти (0.7 т/сут) после обработки скважины не наблюдается, обводненность скважины увеличилась практически в 2 раза, 50.0% до ГТМ и 98.0% после ГТМ. В скважине № **214** проведена первичная перфорация интервала 2562.5 - 2574.5 м пласта Ю₁³ и скважина находится в совместной эксплуатации двух пластов Ю₁³+Ю₁⁴, от приобщения пласта Ю₁³ получено 238 тонн нефти. По остальным скважинам

провели «дострел», «перестрел» уже существующих интервалов перфорации. Суммарная дополнительная добыча нефти, полученная от ОПЗ в 2015 г. составила 828 тонн.

В 2012-2015 гг. интенсификацию притока на скважинах Лугинецкого месторождения не проводили. Интенсификация добычи нефти на скважинах Лугинецкого месторождения в 2014 г. проводилась на 3 скважинах: №№ 65 ($Ю_1^3$), 808 ($Ю_1^{2+3}$), 710 ($Ю_1^3$). Объем дополнительной добычи нефти составил (исключая скважину № 808 – дополнительная добыча нефти в ОПЗ) **1.5** тыс.т. В 2015 г. интенсификация проведена на двух скважинах: №№ 622, 834. По скважине № **834** после смены насоса ЭЦН-160 на ЭЦН-250, ожидаемого эффекта от проведенного мероприятия не получено из-за неверных данных по Нд. Плановый дебит нефти - **86.0** т/сут, дебит нефти до ГТМ - 68.7 т/сут, дебит нефти после ГТМ составил 64.0 т/сут, а к концу года снизился до 45.3 т/сут. В скважине № **622** после смены насоса ЭЦН-50 на ЭЦН-125 дебит нефти, превышающий базовый 15.0 т/сут, продержался всего 4 месяца, к концу года снизился до 9.2 т/сут, дополнительно получено 773 тонны.

В 2015 г. было проведено 46 мероприятий по капитальному ремонту скважин, 38 из них на нефтяном и 8 на нагнетательном фонде. На 12 добывающих скважинах были ликвидированы аварии, дополнительная добыча нефти по этим скважинам составила 12.2 тыс. т. На одной скважине № 1149 проведены РИР, дополнительная добыча составила **172** т нефти. В целом дополнительная добыча от КРС составила **13.2** тыс. т нефти.

На рисунке 3.8 представлено распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ в 2015 г., (с учетом переходящей добычи нефти).

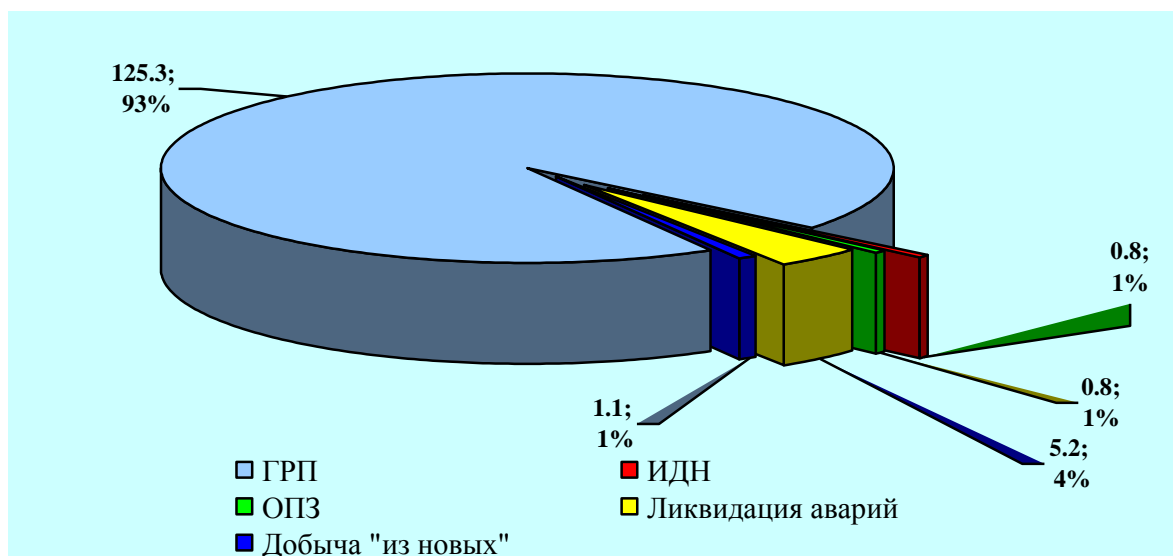


Рисунок 3.8 - Распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ

4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

4.1 Анализ эффективности работы УЭЦН

4.1.1 Оборудование скважин, эксплуатирующихся с помощью УЭЦН

Электроцентробежная насосная установка - комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса, непосредственно соединенного с погружным электродвигателем.

Установки имеют два исполнения: обычное и коррозионностойкое. Пример условного обозначения установки: УЭЦНМ5-125-1200, где У - установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м³/сут; 1200 - напор, м; Для установок коррозионно-стойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие: среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа); максимальное содержание попутной воды – 99 %; максимальное содержание попутного газа у основания двигателя без установки газосепаратора – 25 %; температура перекачиваемой жидкости для обычного исполнения не более 120°C; темп набора кривизны ствола скважины не должен превышать 2 ° на 10 м.

Установка электроцентробежного насоса для нефтяных скважин включает: центробежный насос с 50-600 ступенями; асинхронный электродвигатель, заполненный специальным диэлектрическим маслом; протектор, предохраняющий полость электродвигателя от попадания пластовой среды; компенсатор; кабельную линию; трансформатор и станцию управления.

На рисунке 4.1 представлена одна из часто встречающихся на промысле схема оборудования добывающей скважины установкой погружного центробежного насоса.

Для удобства сборки, транспортировки, монтажа погружные центробежные насосы спроектированы по секционному принципу.

Основными составными частями секции насоса являются вал и пакет ступеней: рабочих колёс и направляющих аппаратов. Жидкость, проходя через направляющие аппараты разгоняется и, под действием центробежных сил, устремляется к следующей ступени. Таким образом, жидкость получает приращение напора от ступени к ступени. Рабочие колёса и направляющие аппараты установлены последовательно.

Входной модуль служит для приёма и грубой очистки от механических примесей перекачиваемой продукции, а установленный в нем газосепаратор для разгазирования продукции и отвода газа в затрубное пространство.



Рисунок 4.1 Состав УЭЦН

(ПЭД) – трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслозаполненный и герметичный. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем при помощи шпилек и гаек. Вал электродвигателя с валом протектора соединяется через шлицевую муфту. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена диэлектрическим маслом. В головке электродвигателя имеется разъем электрического и механического соединения с питающим электрическим кабелем. При подаче напряжения по

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода скважинной продукции, вала, приёмной сетки для соединения с другими модулями на вале установлена шлицевая муфта. В основании установлены подшипники скольжения вала и шпильки, при помощи которых модуль крепится верхним концом к секции насоса, а нижнем фланцем – к протектору.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения рабочих колес насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения повторного запуска насоса. Обратный клапан используется также при опрессовке колонны насосно-компрессорных труб после спуска установки в скважину.

Спускной (сбивной, сливной) клапан предназначен для слива жидкости из напорного трубопровода (колонны насосно-компрессорных труб) при подъеме насоса из скважины.

Погружные асинхронные двигатели (ПЭД) в зависимости от мощности изготавливаются одно- и двухсекционными. В зависимости от типоразмера питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. При использовании регулятора частоты допускается работа двигателя при частоте тока от 40 до 60 Гц. Синхронная частота вращения вала двигателя – 3000 об/мин. Рабочее направление вращения вала, если смотреть со стороны головки – по часовой стрелке. Погружной электродвигатель

кабелю вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Верхний конец протектора приспособлен для стыковки с погружным насосом.

Гидрозащита двигателя, состоящая из протектора и компенсатора – это специальное устройство, которое выполняет следующие функции: уравнивает давление во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине; компенсирует тепловое изменение объема масла во внутренней полости двигателя; защищает внутреннюю полость двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращает утечки масла при передаче вращения от электродвигателя к насосу.

При работе установки ЭЦН в процессе включений и выключений электродвигателя заполняющее его масло периодически нагревается и охлаждается, изменяясь соответственно в объеме. Изменение объема масла компенсируется за счёт деформации эластичных диафрагм компенсатора и протектора. Проникновению же в двигатель пластовой жидкости препятствуют торцовые уплотнения протектора.

Для подачи переменного тока к погружному электродвигателю служит кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается неразъёмной соединительной сработкой. Кабель-удлинитель, проходящий вдоль насоса, имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным кабелем.

Из наземного электрооборудования установки наиболее важными элементами являются трансформатор и станция управления. Трансформатор служит для повышения напряжения до величины рабочего напряжения ПЭД с учётом потерь в кабеле.

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов. Например, в случае резкого возрастания силы тока (это наблюдается, в частности, при заклинивании вала погружного насосного агрегата) защита по перегрузке отключает установку. При существенном падении силы тока (например, вследствие срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа) станция управления, имеющая защиту по недогрузке, также отключает УЭЦН. В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режимы работы. В ручном режиме после остановки УЭЦН (например, из-за аварийного отключения электроэнергии) повторно запустить насос в работу можно только вручную. В автоматическом же режиме предусмотрен самозапуск установки через некоторое время после возобновления подачи электроэнергии. Это удобно тем, что для запуска установок нет необходимости объезжать все скважины фонда. Однако в зимних условиях на месторождениях Крайнего Севера и Западной Сибири, когда существует опасность замерзания устьевой арматуры и выкидной

линии скважины при остановке насоса, автоматический самозапуск нежелателен. Более предпочтительным здесь является ручной запуск установки. При этом оператор приезжает на скважину и включает насос в работу только после пропаривания устьевой арматуры и выкидной линии.

Современные станции управления позволяют также, при наличии соответствующих датчиков, установленных в погружном электронасосном агрегате, контролировать давление и температуру на приёме ЭЦН, а также уровень вибрации.

4.1.2 Использование программного комплекса «Ros Pump» в подборе УЭЦН и оптимизации режимов работы скважин

RosPump представляет собой программное средство для расчета оптимального технологического режима скважин, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) и установками скважинных штанговых насосов (УСШН).

Алгоритм подбора УЭЦН:

1. Расчёт физико-химических свойств пластовых флюидов
2. Модели многофазного потока
3. Уравнение притока жидкости
4. Ограничения глубины спуска насоса
5. Выбор условий работы насоса
6. Выбор насоса УЭЦН
7. Подбор погружных электродвигателей

Чтобы подобрать оборудование необходимо пройти определенное количество шагов. Каждый шаг представлен собственным экраном. Если не ввести данные или не произвести расчеты на ключевых экранах, то RosPump не позволит работать на последующих экранах. Пересчёт мгновенный после ввода значения. Существует возможность добавления в базу нового оборудования и изменять существующее. Все таблицы в RosPump имеют возможность работать с буфером обмена MS Windows. Следует также отметить мощный методический аппарат RosPump. Достаточно сказать, что это единственный коммерческий программный продукт, который при расчете забойного давления по динамическому уровню учитывает сепарацию свободного газа на приеме насоса. Точность расчета давлений в RosPump обеспечивается современными гидродинамическими моделями и наличием обширного набора корреляций физико-химических свойств нефти, воды и газа. Применяемая в RosPump техника узлового анализа позволит достаточно легко спроектировать режим работы скважины. Программный комплекс «Ros Pump» имеет гибкий интерфейс на русском языке и предназначен для

подбора глубинного насосного оборудования в нефтяные скважины, в частности, УЭЦН, УШСН, винтовых и диафрагменных насосов в стандартном, коррозионностойком, износостойком и сверхизносостойком исполнении. Встроенная база данных позволяет сохранять все результаты и варианты расчетов по каждой скважине. В программном пакете предусмотрен удобный справочник по всему глубиннонасосному и вспомогательному оборудованию

Анализ технологических режимов скважин Лугинецкого месторождения, эксплуатируемых электропогружными установками, за январь 2015 г. позволяет выделить группу скважин, для которых значение коэффициента подачи насосов существенно меньше 1.0. Для большинства из них значение обводненности достаточно высоко, а динамические уровни составляют от 80 до 90% от глубины расположения верхних отверстий перфорации. Поэтому увеличение отбора жидкости из этих скважин путем смены типоразмеров УЭЦН на более производительные вряд ли возможно. Снижение подачи жидкости здесь может быть объяснено значительным износом втулок рабочих ступеней за счет абразивного действия выносимых из пласта мехпримесей, а также вредным влиянием свободного газа на приеме насосов, порождающего псевдокавиационные явления и вибрацию насосных секций установки. Для повышения качества работы этой части фонда скважин нужны подземные ремонты по смене старых погружных установок на новые без изменения глубины спуска и производительности насосов.

Из общего числа скважин, оборудованных УЭЦН и работающих с коэффициентами подачи насосов меньше 0.7, можно выделить группу скважин. Для этой группы скважин представляется целесообразным проведение численных расчетов по правильному подбору типоразмеров и оптимизации термогидродинамических режимов эксплуатации погружных электронасосов с целью, прежде всего интенсификации отборов жидкости.

Как следует из приведенных результатов расчёта скважины № 1307 Лугинецкого месторождения, путем оптимизации УЭЦН на более производительный обеспечен дополнительный прирост добычи по жидкости ≈ 54 м³/сутки и около 5 т/сутки нефти (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Результаты расчетов оптимальных технологических параметров эксплуатации скважины № 1307, Лугинецкого месторождения на основе программного пакета "Ros Pump"

		Нсп, м	Ндин, м	УЭЦН	Qж, м ³ /сут	Обвод, %	Qн, т/сут	Эффект, т/сут
До оптимизации	скв.1307	2616	1885	Э-80- 1900	100	85	19	5
После оптимизации		2616	2126	Э-125- 1950	154	87	24	

4.1.3 Анализ структуры фонда и режимов работы скважин на 01.01.2015

В настоящее время способ эксплуатации нефтяных скважин при помощи установок электроцентробежных насосов является в Российской Федерации основным способом механизированной добычи нефти.

Весь фонд УЭЦН Лугинецкого месторождения представлен насосами Российского производства фирмы: «Алнас».

Глубина спуска УЭЦН колеблется от 1901 м до 2395 м. Средняя глубина спуска равна – 2185.

Основные данные по добыче нефти скважинами, оборудованными УЭЦН на 01.12.2015 года:

- добыча нефти за месяц – 2232 тонн, что составляет 59 % от общей добычи нефти;
- средний газовый фактор УЭЦН-1054 м³/м³, в 2007г - 1648 м³/м³ ;
- средний дебит по нефти – 12.6 т/сут;
- средняя обводненность – 74%.

На 01.12.2015 года в УДНГ ЦДНГ-5 находилось 69 скважины, оборудованные установками электроцентробежного насоса, что составляет 42 % (в 2015 году – 40%) от общего действующего фонда добывающих скважин

Впервые УЭЦН на Лугинецком месторождении применили в 1990 году в количестве 2 единиц. В дальнейшем количество УЭЦН варьировало в диапазоне от 10 до 20 единиц. После проведения ГРП в 2003 году на 47 скважин количество УЭЦН на Лугинецком месторождении значительно пополнилось и остановилось на отметке 42 единиц. Так же в 2003 году впервые произошел перелом механизированного фонда, т.е. количество скважин УЭЦН превзошло число скважин, оборудованных штанговыми - глубинными насосами. Это превосходство составило 19 скважин. В последние годы замечается рост скважин оборудованных УЭЦН и в 2009 году достигла своего максимального значения и составила 69 скважин. Так же, число УЭЦН, пополняется ежегодно, в связи падением пластового давления, и вследствие чего прекращением фонтанирования фонтанных скважин.

Распределение действующего фонда УЭЦН на 2015 год по подачам представлен на рисунке 4.2.

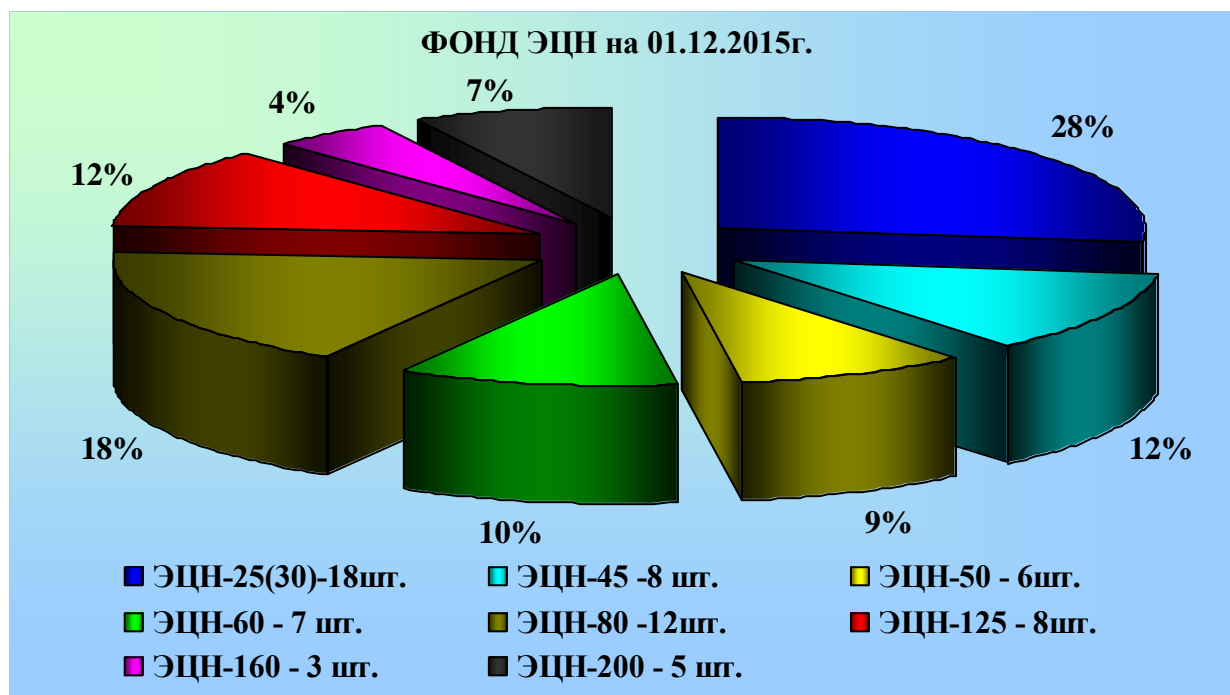


Рисунок 4.2 - Распределение фонда УЭЦН Лугинецкого месторождения на 01.12.2015г.

Из 69 скважин оборудованных УЭЦН, более половины фонда с теоретическими дебитами до 80 м³/сут. Высокодебитных скважин более 100 м³/сут 16 штук. Основная часть фонда Лугинецкого месторождения представлена УЭЦН с подачей от 25(30) до 60 м³/сут . т.е 59% мелкие , средние 34%, и крупные всего 7%.

Максимальный уровень добычи нефти установками электроцентробежного насоса был достигнут в 2006 году, смотреть таблицу 4.2. и составил 1246 т/сут. После 2006 года идёт тенденция обводнения скважин, уменьшение типоразмеров ЭЦН, в итоге добыча нефти составила на 2015 год 995 тонн.

Таблица 4.2 - Динамика суммарных дебитов и обводненности продукции для скважин с УЭЦН за период 2011 г - 2015 гг.

Годы	Кол-во скважин	Qн, т/сут	Qж, м3,сут	Обводнённость, %
2011 г.	37	806	2245	56
2012 г.	41	850	2664	61
2013 г.	52	1246	3646	61
2014 г.	57	1125	3818	64
2015 г.	69	995	3911	66,5

Среднесуточный дебит по нефти/жидкости на 2015 год составил 18,2/71,9 т/м3 соответственно. По отношению к 2014 году, добыча нефти УЭЦН снизилась более чем на

10%, несмотря на увеличение общего числа УЭЦН. Это объясняется обводнённостью и уменьшением типоразмеров. Обводнённость продукции за последние 3 года возрасла с 60% до 66,5%, и на 01.01.2015 составила 67%. Из всех способов эксплуатации, скважины, эксплуатируемые УЭЦН, являются наиболее обводненными. Число скважин оборудованных УЭЦН увеличивается за счет прекращения фонтанирования фонтанных скважин и дальнейшем, перевод их на механизированный способ добычи, хотя перевод скважин на механизированный способ добычи (УЭЦН и УШГН) сдерживается по Лугинецкому месторождению целым рядом факторов.

Геологические причины:

- высокий газовый фактор;
- наличие в разрезе газовых объектов (вероятность прорыва газа);
- низкий коэффициент продуктивности, вследствие низкой проницаемости призабойной зоны пласта (связано с загрязнением пласта при вскрытии);
- высокое давление насыщения газа;
- пульсирующий режим работы скважины – нефть с пачками газа.

Технические причины:

- затруднительный выход на режим скважины после глушения;
- увеличенная глубина спуска УЭЦН и УШГН для увеличения давления насыщения, а это область увеличения температуры и давления для УЭЦН и УШГН;
- необходимость высокопроизводительных газосепараторов и шламоуловителей;
- отсутствие опробированных рецептур жидкостей глушения для пластов.

Как известно наличие свободного газа на приёме погружной насосной системы существенно снижает её эффективность работы. При этом в 2015 году около 94 % скважин оборудованных УЭЦН эксплуатировались в условиях повышенного газового фактора, тогда как в 2003 году таких скважин было всего лишь 24%. Наибольшее значение газового фактора скважины эксплуатируемой УЭЦН на 01.01.2015 год составляет $10297 \text{ м}^3/\text{м}^3$, минимальное значение равно $26 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Средний газовый фактор с 2006 года по 2015 год снизился на 30% и составил $1153 \text{ м}^3/\text{м}^3$. На Лугинецком месторождении проводится ряд мероприятий по снижению влияния свободного газа на работу насоса. Распределение фонда скважин по значению газового фактора на 01.12.2015 представлено на рисунке 4.3.

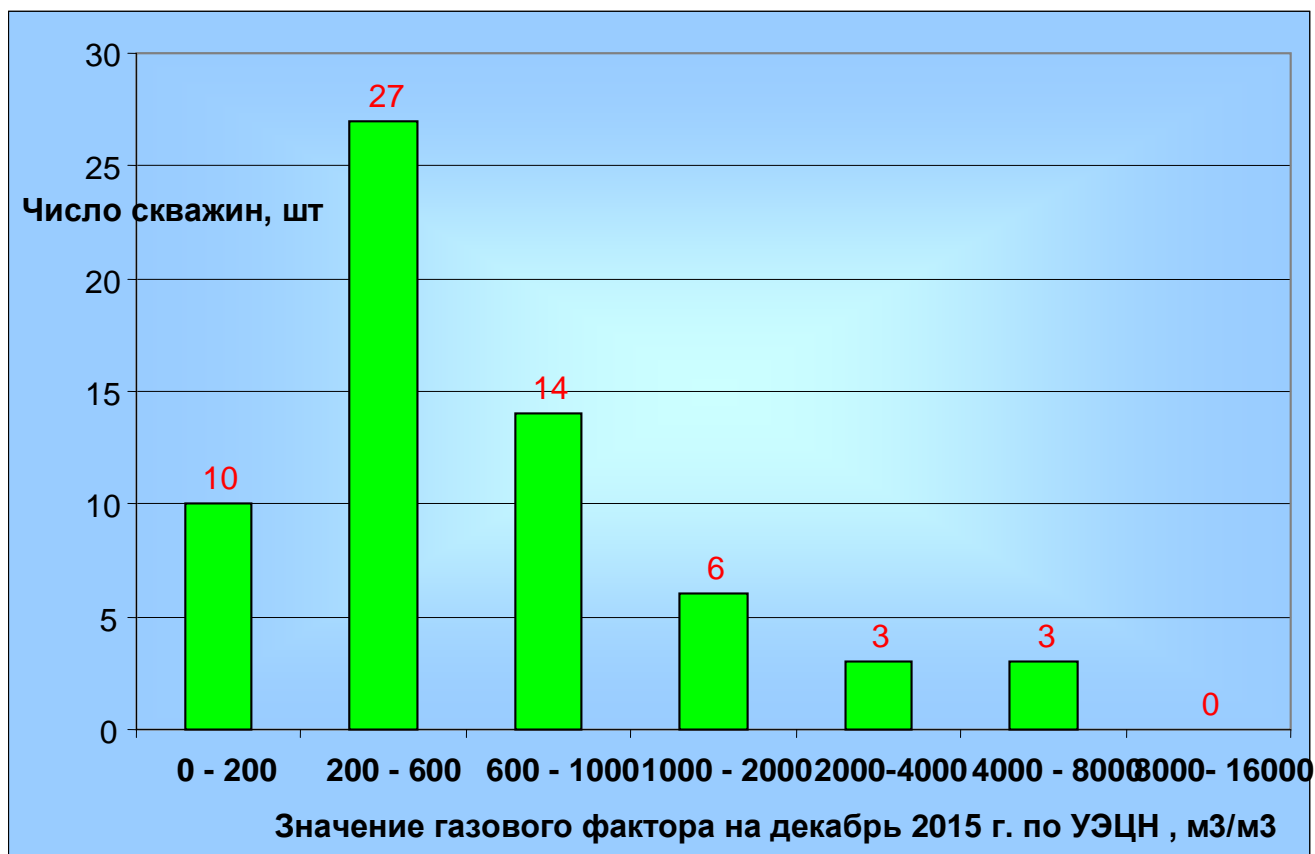


Рисунок 4.3 - Распределение фонда скважин по значениям газовых факторов $\Gamma_f, \text{м}^3/\text{м}^3$

Эффективность работы того или иного способа эксплуатации скважины можно определить по следующим параметрам:

- коэффициент эксплуатации $K_{\text{э}}$;
- коэффициент подачи, для скважин оборудованных УЭЦН и УШСН;
- показатель межремонтного периода.

Относительная длительность работы скважин оценивается коэффициентом эксплуатации $K_{\text{э}}$, который представляет собой отношение суммарного времени работы данной скважины T_i в сутках к общему календарному времени $T_{\text{кп}}$ анализируемого периода (год, квартал, месяц). Таким образом, коэффициент эксплуатации для одной скважины вычисляют по формуле:

$$K_{\text{э}} = \frac{T_i}{T_{\text{кп}}}, \quad 4.1.$$

По отношению к группе m скважин, имевших различную длительность работы T_i и, возможно, различные длительности анализируемого периода (ввод скважины в эксплуатацию в тот или иной момент данного года и т. д.), величину $K_{\text{э}}$ можно вычислить по формуле:

$$K_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^m T_i}{\sum_{i=1}^m T_{\text{кi}}} \quad 4.2.$$

Фактическая сумма отработанных часов электроцентробежных насосов Лугинецкого месторождения за 2015 года равна – 527386, при проектной сумме – 570096 часов. Коэффициент эксплуатации при этом будет равен – 0,967.

Немаловажным показателем эффективности работы УЭЦН является и такой параметр, как коэффициент подачи насоса. Коэффициент подачи УЭЦН рассчитывается как отношение фактической подачи к значению теоретической подачи насосов. Анализируя подачу УЭЦН, смотреть рисунок 4.5. видно, что около 31 скважина работает с коэффициентом подачи менее или равным 1. Скважина № 568 обладает минимальным коэффициентом подачи, равным 0,17. Скважины №№ 1170 и 65 обладают максимальным коэффициентом подачи, равным 1,67. Причина высокого показателя коэффициента подачи скважины объясняется проведением мероприятий по интенсификации притока к забою скважины. Среднее значение коэффициента подачи по фонду скважин УЭЦН за 12.2015 год составляет 0,78, что является достаточно хорошим показателем, при тех условиях, в которых эксплуатируются УЭЦН.

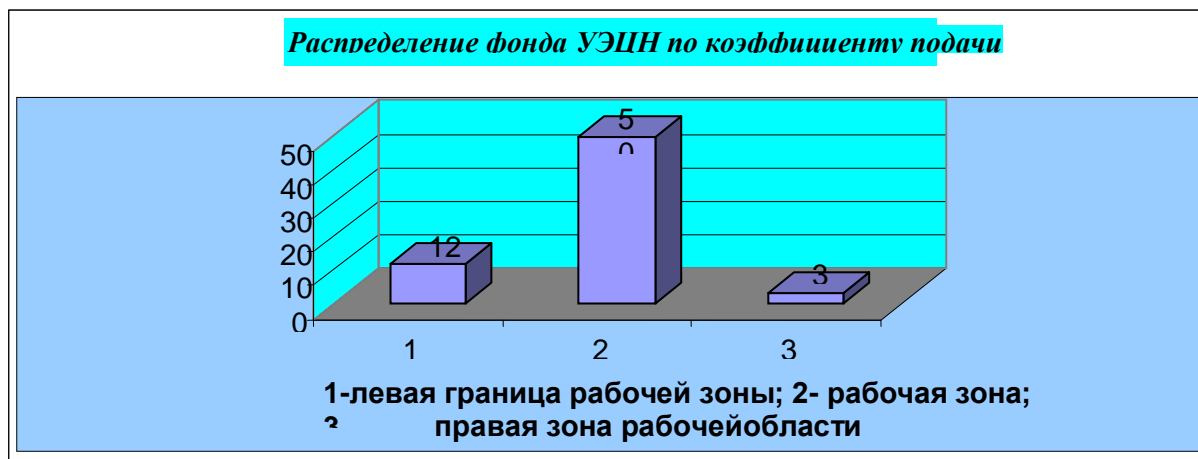


Рисунок 4.5 - Значение теоретических и фактических дебитов, коэффициентов подачи для УЭЦН

4.1.4 Показатели эффективности работы скважинного оборудования

4.1.4.1 Межремонтный период

Основным показателем работы скважин является межремонтный период (МРП). По отношению к отдельной скважине – это средняя продолжительность непрерывной работы

скважины в сутках между двумя ремонтами. По отношению к группе N скважин МРП можно вычислить по формуле:

$$MP\text{П} = T / N, \text{ сут} \quad 4.3$$

где

T – календарное число суток за расчетный скользящий год (365 или 366);

Φ – среднеарифметический фонд эксплуатационных скважин на начало и конец расчетного скользящего года;дж

$k_{\text{эспл}}$ – коэффициент эксплуатации за расчетный скользящий год ;

N – число ремонтов скважин с использованием подъемного агрегата.

Анализ эксплуатации серийных УЭЦН в УДНГ ЦДНГ-5 показал, что наработка серийных установок за 2014 год составляет 228 суток, , а за 2015 г. 324 смотреть рисунок 4.6.

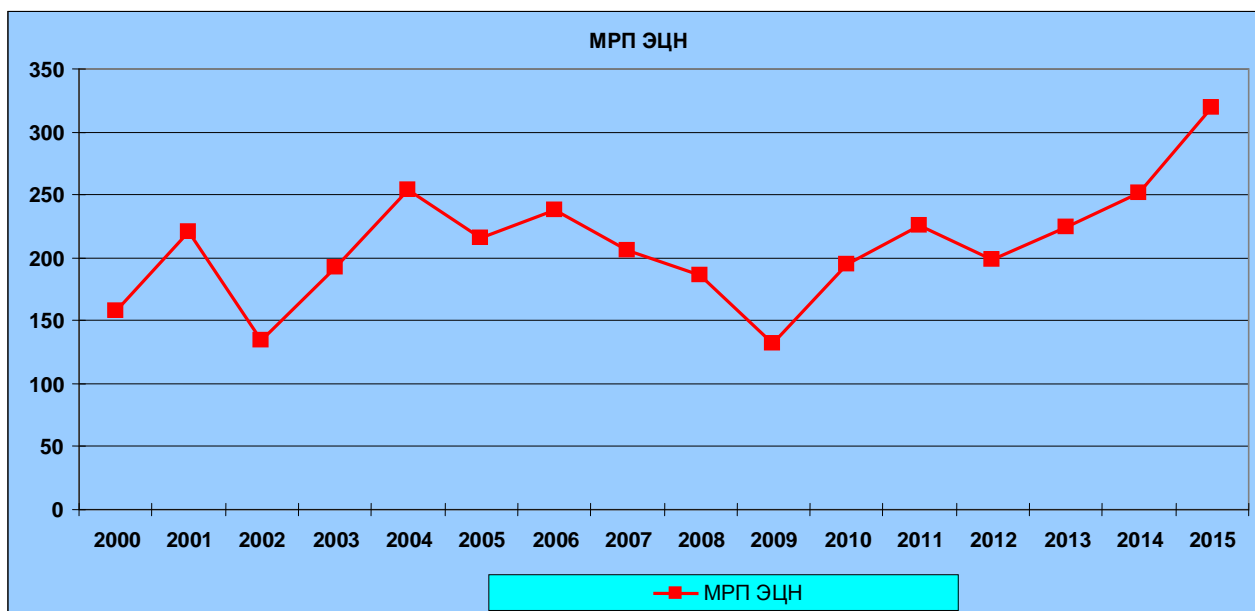


Рисунок 4.6 - Динамика МРП УЭЦН Лугинского месторождения за период 2000 - 2015 гг.

МРП на Лугинском месторождении в среднем за всю историю эксплуатации составляет примерно 200 сут. Максимальное значение МРП УЭЦН приходится на 2015 год и составляет 324 сут. С 2006 года наблюдается постоянный рост МРП. Это связано с применением дополнительного оборудования для снижения влияния осложняющих факторов, которые влияют на этот показатель.

Вообще межремонтный период УЭЦН определяется в 365 сутки, но на данном месторождении существует ряд условий, которые снижают этот показатель.

Объективные причины являются следствием сложности месторождения, высокого газового фактора и наличия вышележащих газовых пластов с незначительными перемычками с эксплуатируемым объектом. Данные условия должны учитываться при

подборе скважин под механизированную добычу, при подборе типоразмера насоса и глубины его спуска.

Снижение МРП неизбежно ведёт к увеличению затрат на ремонт скважин, потерям в добыче и следовательно к увеличению себестоимости добываемой продукции.

4.1.4.2 Нарботка на отказ

Нарботка на отказ определяется только по отказавшим скважинам действующего фонда, по способам эксплуатации (фонтан, УЭЦН, УЦПК, ШСНУ, газлифт и др.) по месторождениям, как в масштабе ЦДНГ, так и в целом по Дочернему обществу и Компании. Расчёт наработки на отказ производится за скользящий год, а также за месяц. При расчёте наработки на отказ пользуются формулой:

$$НО = T / N, \text{ сут} \quad 4.4$$

где T , [сут.] – суммарное отработанное время только по отказавшей скважине (скважинам) с момента кнопочного запуска внутрискважинного оборудования до момента его отказа.

N , [шт.] – Количество отказов скважинного оборудования за отчётный период (месяц, скользящий год)

Если отработанное время (T) по скважине, на которой произошёл отказ, находится за пределами расчётного периода (скользящий год, месяц), то при подсчёте учитывается всё отработанное время с момента последнего кнопочного запуска скважины до отказа, независимо от расчётного периода.

Учёт работы и отказов скважинного оборудования ведётся отдельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа. Учёт отработанного времени, количества отказов и расчёт наработки на отказ скважин ведётся отдельно для скважин, эксплуатируемых отечественным и импортным оборудованием.

За 2014 год средняя наработка на отказ по УЭЦН составляет **264** суток, что в осложнённых условиях Лугинецкого месторождения является хорошим показателем. Это было достигнуто благодаря применению дополнительного оборудования и слаженной работы технологической службы ЦДНГ-5.

4.1.5 Анализ преждевременных отказов УЭЦН

4.1.5.1 Расследование и определение причин отказов УЭЦН на скважине

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются УЭЦН, не отработавшие гарантийный срок -180 суток, импортные установки -365 суток.

Оборудование УЭЦН, провисевшее в скважине после отказа три и более месяца комиссией не рассматривается. Причины отказов установок, отработавших более 180 (365) суток, расследуются технической службой ЭПУС, Shlumberger при необходимости определения наработки отдельных узлов или деталей, либо по другим исследовательским причинам.

Подъем оборудования УЭЦН и расследование причин отказа его производится в следующих случаях. Решение о подъеме УЭЦН принимается ведущим технологом ЦДНГ по согласованию с ПТО НГДУ. Подъем оборудования УЭЦН и демонтаж производится в соответствии с Инструкцией на монтаж - демонтаж УЭЦН.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются все УЭЦН отработавшие менее 180 (365) суток (в дальнейшем преждевременный отказ) исключением могут быть установки, остановленные по геолого-техническим мероприятиям.

Расследованию подвергаются все без исключения узлы УЭЦН с преждевременными отказами поступившие со скважин.

Во всех случаях определяется техническое состояние УЭЦН поступившей со скважины, заполняется ремонтный журнал и эксплуатационный паспорт поднятой установки. В случае выхода из строя узла УЭЦН, его техническое состояние обязательно нужно соотнести с режимом эксплуатации и прочими скважинными условиями.

Основной документ расследования причины отказа УЭЦН - эксплуатационный паспорт, а также акты этапов комиссионных разборов оборудования, информации с контроллеров и блоков регистрации СУ. При необходимости могут быть использованы иные документы, обеспечивающие дополнительную информацию о технологии ремонта скважины, режима её работы, исследований, дефектовки узлов и т.д.

4.1.5.2 Анализ причин отказов УЭЦН за 2015 год

Для выявления причин снижения межремонтного периода необходимо проводить анализ преждевременных отказов УЭЦН. На рисунке 4.7. представлены основные причины подъема УЭЦН на поверхность.

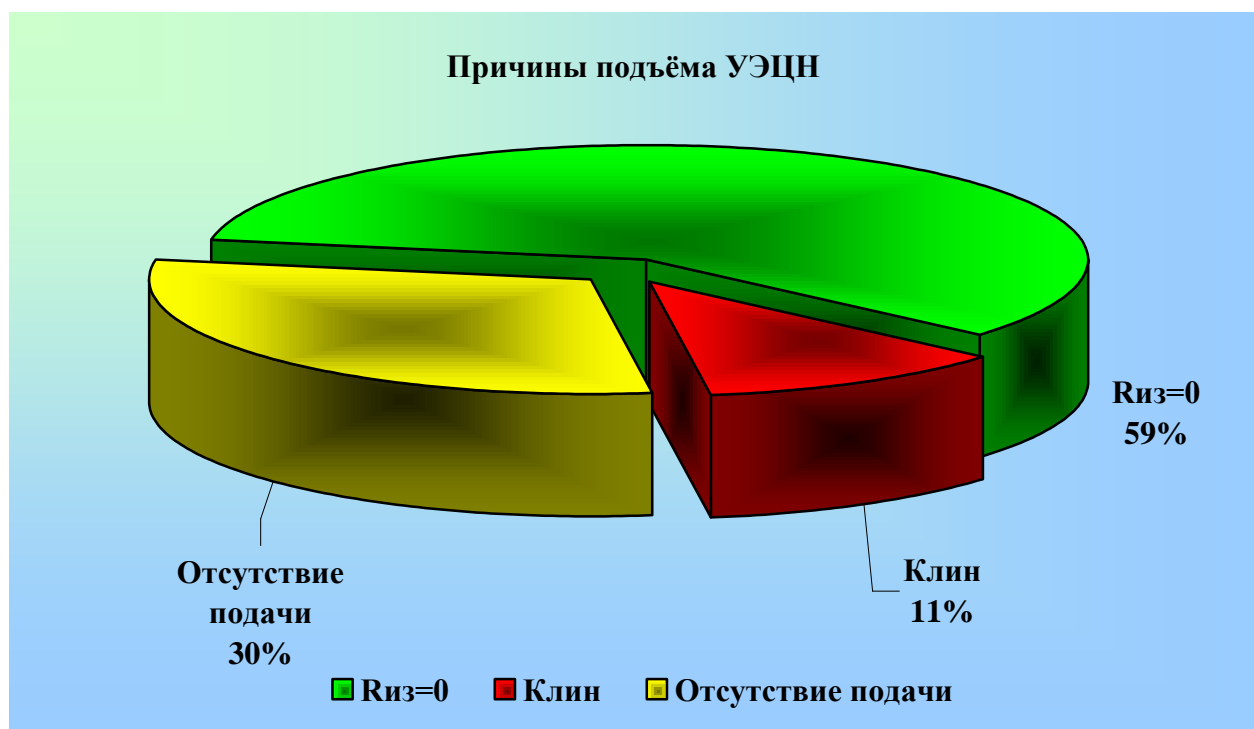


Рисунок 4.7 - Причины подъёма УЭЦН на Лугинецком месторождении за 2015 год

За весь 2015 год на Лугинецком месторождении было проведено 78 подземных ремонта установок электроцентробежного насоса. Основной причиной подъема УЭЦН было снижение сопротивление изоляции кабельной линии или ПЭД до 0. Причины снижения сопротивления, отсутствия подачи, а так же клина насоса показаны на рисунке 4.7.

Как видно на рисунке наибольшее число отказов происходит из-за отложения солей на рабочих органах установки (36%), а так же засорения мех. примесями приёмного модуля (20%) и механическим повреждением кабеля (24%).

Засорение мех.примесями происходит из-за увеличенного выноса частиц из пласта, что является следствием избыточной депрессии на пласт. Негерметичность лифта это следствие нарушения технологии спускоподъёмных операций, или брак насосно-компрессорных труб. Механические повреждения кабеля и брак в подготовке скважины так же можно отнести к причинам, связанным с нарушением технологии ремонта скважины.

Засорение приёмного модуля и самого насоса стало основной причиной отказов относительно недавно. Сетка приёмного модуля забивается частицами, выносимыми из пласта и отложениями солей, в результате прохождение жидкости за единицу времени

снижается, увеличивается нагрузка на двигатель и защита отключает его по перегрузке. После нескольких отключений установка чаще всего выходит из строя.



Рисунок 4.8 - Причины отказа УЭЦН за 2015 год на Лугинецком месторождении

Проведя анализ по выходу из строя УЭЦН для увеличения межремонтного периода скважин, оборудованных ими, необходимо:

- 1) Повысить требования к качеству ремонтов УЭЦН в условиях ЭПУС:
 - а) исключить применение соединительных болтов и шпилек, не прошедших дефектоскопию;
 - б) производить проверку УЭЦН, ПЭД, гидрозащиты на биение валов;
 - в) компоновать установки узлами с одинаковой наработкой;
 - г) не допускать задира брони кабеля;
 - д) организовать надежную транспортировку установок на скважины.

В свою очередь, наибольшая ответственность возлагается и на цеха ПРС, ДНГ и технологической службы.

- 2) Подготовка скважины к ремонту и технологически грамотное проведение самого ремонта:

- а) глушение скважины;
- б) скрепирование эксплуатационной колонны;
- в) соблюдение скорости при СПО;
- г) крепления кабеля к НКТ.

3) Правильный подбор установки:

- а) газовые сепараторы;
- б) установки спец. износостойкого образца.

4) Грамотный вывод на режим и контроль при эксплуатации:

- а) перевод жидкости глушения удельного веса 1,08-1,18 г/см (при запуске) на удельный вес 1,03 или нефть;
- б) установка регулируемых штуцеров;
- с) ежемесячная ревизия наземного оборудования.

5) Внедрение нового оборудования:

- а) УЭЦН;
- б) НКТ.

Соблюдение всех этих параметров позволит увеличить межремонтный период скважин на Лугинецком месторождении. Подводя итоги можно отметить, что УЭЦН является эффективным способом механизированной добычи.

Со временем роль данного способа будет возрастать, и уровень добычи в большей степени будет зависеть от успешной эксплуатации УЭЦН. Требуется тщательный подбор скважин под эксплуатацию УЭЦН, с учетом, в первую очередь газового фактора и максимально возможной депрессией на пласт.

4.2 Анализ эффективности работы УСНН

На 01.01.2015 года в УДНГ ЦДНГ-5 находилось 13 скважин, оборудованных установками штангового - глубинного насоса, что составляет 7 % от общего действующего фонда скважин. На конец 2015 года эксплуатировалось 13 скважин оборудованных ШГН, смотреть рисунок 4.9.

Из механизированных видов добычи нефти, эксплуатация скважин УСНН является самым первым способом. На 1989 год ШГН эксплуатировались 3 скважины. В дальнейшем наблюдается тенденция роста ШГН вплоть до 1999 года. Именно на это время приходится пик ШГН, их число составляло 90 штук. После 1999 года на смену ШГН всё чаще стали приходить УЭЦН. После проведения ГРП в 2003 и 2004 годах и в последующие годы, скважины стали переводить со штанговым – глубинным способом добычи нефти на электроцентробежные насосы, в связи с увеличением дебита скважин прошедшие ГРП. За последние 6 лет наблюдается тенденция спада числа скважин оборудованных ШГН.

Глубина спуска ШГН колеблется от 1160 м до 1616 м. Основные данные по добыче нефти скважинами, оборудованными ШГН на 01.01.2011 года:

- добыча нефти за месяц – 2931 тонн, что составляет всего лишь 4,2 % от общей добычи нефти, в 2006 году этот показатель был на уровне 8%;
- средний газовый фактор ШГН за 2015 год - $956 \text{ м}^3/\text{м}^3$, в 2005г - $977 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- средний дебит – 4.2 м³/сут.;
- средняя обводненность – 34,3%.

Распределение действующего фонда ШГН изображено на рисунке 4.9.

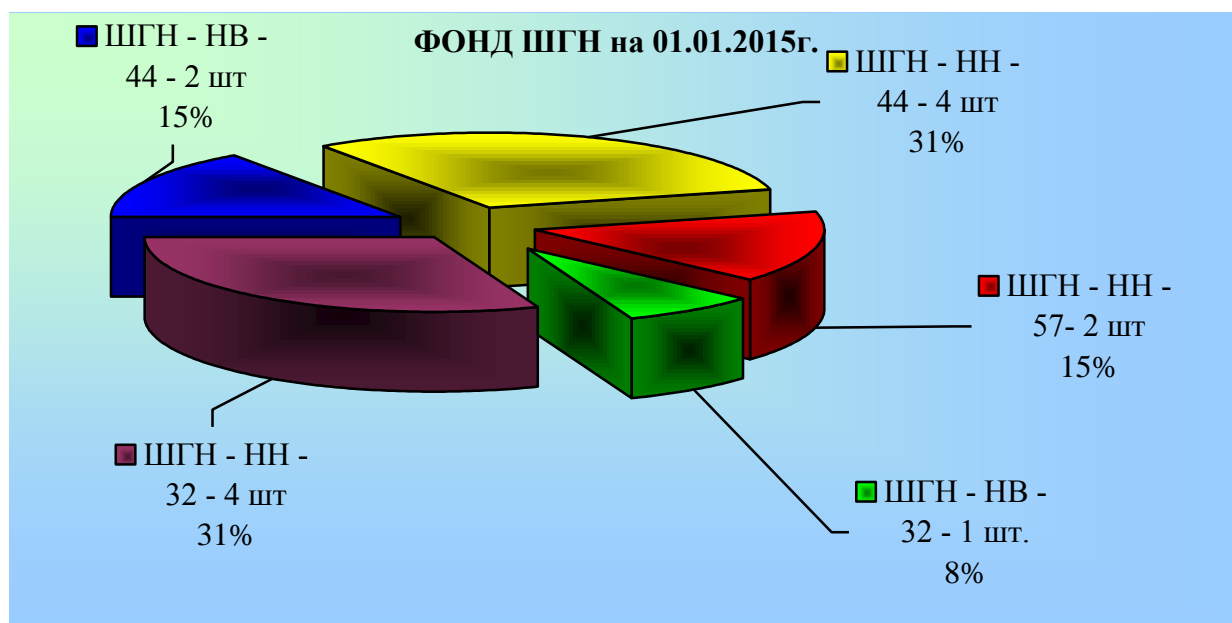


Рисунок 4.9 - Распределение фонда ШГН Лугинецкого месторождения на 01.01.2015г.

Как видно из рисунка, более половины фонда скважин ШГН, оборудованы невставными насосами с диаметром плунжера от 32 до 57 мм, таких установок на месторождении 11штук. Все установки ШГН с плунжером марки НН-57 были спущены в скважины после проведения ГРП в 2003 году. Максимальный уровень добычи нефти установками штанговых - глубинных насосов был, достигнут в 2008 году, и составлял 153 т/сут смотреть таблицу 4.3. Максимальный среднесуточный дебит по нефти/жидкости приходится на 2008 год и составил 8,8/15 м³/сут соответственно.

Таблица 4.3 - Динамика суммарных дебитов и обводненности продукции для скважин с ШГН за период с 2011 - 2015 гг.

Годы	Кол-во скважин	Qн, т/сут	Qж, м ³ ,сут	Обводн, %
2011 г.	16	127	195	20
2012 г.	18	153	243	23
2013 г.	18	109	211	37
2014 г.	16	81	123	36
2015 г.	13	56	75	35

Как отмечалось выше, максимальный уровень добычи нефти за 6 последних лет, приходится на 2008 год. Это обуславливается проведением на скважинах №№ 64, 710, 1152 и спуска плунжеров марки НН-57. Число скважин с 2009 по 2010 год уменьшилось на 5 единиц. Основной причиной послужило проведение на данных скважинах проведения ГРП с последующим переводом на другой способ эксплуатации. Так 5 скважин стали эксплуатироваться УЭЦН. В бездействующем фонде находятся 4 скважины №№ 588, 611, 868, 888. Две скважины остановлены по причине высокой обводненности (100%), № 611 – перевод в ППД, № 888 – заколонный переток. В периодическом режиме работали 4 скважины №№ 622, 898, 1127, 1135. На 3-х из них сделан ГРП и переведены в фонд ЭЦН по состоянию на 2011 год.

Обводненность продукции за последние 3 года практически не изменилась и на 01.01.2015 составила 35%. Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебиту нефти и обводненности по месторождению представлено в таблице 4.4. Как видно из таблицы, большинство скважин месторождения (9 ед. или 7,5% от всего действующего добывающего фонда) малodeбитные, средний дебит скважины по нефти/жидкости за 2015 год составляет 4,2/6,3 т/сут соответственно.

Таблица 4.4 - Распределение действующего добывающего фонда скважин ШГН Лугинецкого месторождения по дебиту нефти и обводненности на 01.01.2015 г.

% воды	Дебит нефти, т/сут					Всего:
	менее 5	5 – 10	10 – 20	20 – 25	более 25	
до 2	0	0	0	0	0	0
2-20	5	2	0	0	0	7
20-50	3	1	0	0	1	5
50-90	1	0	0	0	0	1
>90	0	0	0	0	0	0
Всего:	9	3	0	0	1	13

В 2015 году около 50 % скважин оборудованных УШГН эксплуатировались в условиях повышенного газового фактора, смотреть рисунок 4.10. Наибольшее значение газового фактора скважины на 01.01.2015 год эксплуатируемой ШГН составляет 1849 м³/м³, минимальное значение равно 87 м³/м³. Средний газовый фактор за 2015 год составил 574 м³/м³. На Лугинецком месторождении проводится ряд мероприятий по снижению влияния свободного газа на работу насоса.

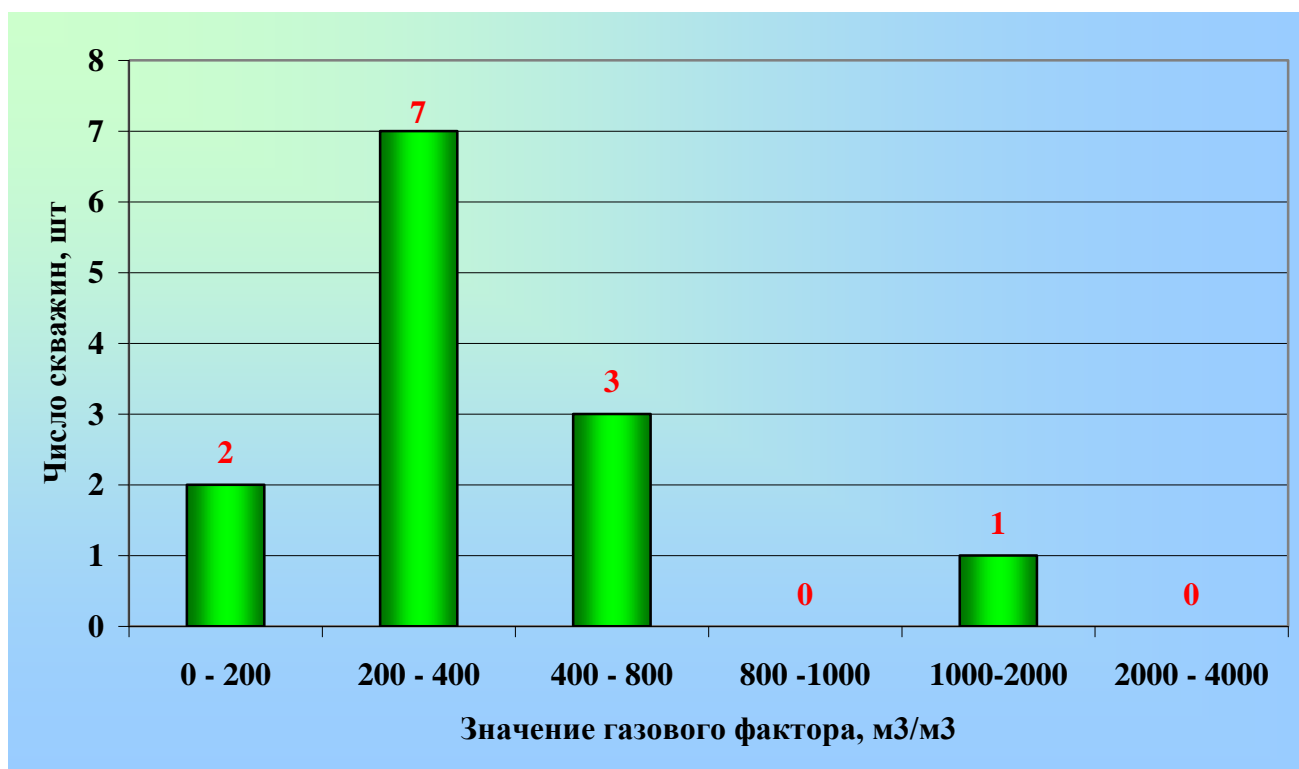


Рисунок 4.10 - Распределение фонда скважин по значениям газовых факторов Гф, м³/ м³

Фактическая сумма отработанных часов штанговых – глубинных насосов Лугинецкого месторождения за 2015 года равна – 115028, при проектной сумме – 118116 часов. Коэффициент эксплуатации при этом будет равен – 0,963.

Довольно низкий коэффициент эксплуатации объясняется остановками скважин в зиму, а так же работы одной скважины в периодическом режиме.

Немаловажным показателем эффективности работы ШГН является и такой параметр, как коэффициент подачи насоса. Коэффициент подачи ШГН рассчитывается как отношение теоретической подачи к значению фактической подачи насосов. Фактическая подача штангового – глубинного насоса определяется по формуле

$$Q = F \cdot S_{\dot{\gamma}} \cdot n \cdot 60 \cdot 24 = 1440 \cdot F \cdot S_{\dot{\gamma}} \cdot n \quad 4.5$$

где F - площадь сечения плунжера (или цилиндра насоса);

n - число ходов в минуту;

S_n - длина хода плунжера.

Из рисунка 4.11. видно, что около 70% фонда скважин работают с коэффициентом подачи менее или равным 0,5. Самым минимальным значением коэффициента подачи обладает скважина № 1118, равным 0,12 с дебитом нефти/жидкости 0.8/2 м³/сут

соответственно. Среднее значение коэффициента подачи по фонду скважин ШГН за 2015 год составляет 0,44.

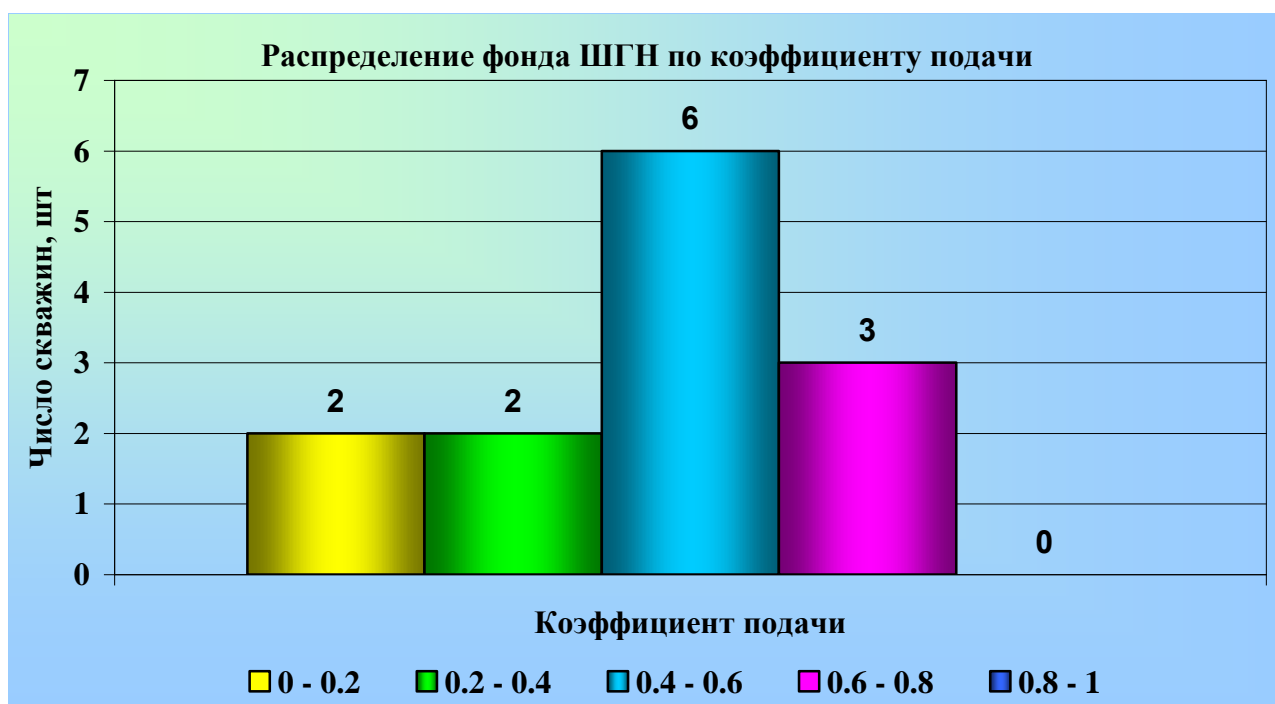


Рисунок 4.11 - Значение теоретических и фактических дебитов, коэффициентов подачи для ШГН

На коэффициент подачи ШСН влияют постоянные и переменные факторы.

К постоянным факторам можно отнести:

- влияние свободного газа в откачиваемой смеси;
- уменьшение полезного хода плунжера по сравнению с ходом точки подвеса штанг за счет упругих деформаций насосных штанг и труб;
- уменьшение объема откачиваемой жидкости (усадка) в результате ее охлаждения на поверхности и дегазации в сепарационных устройствах.

К переменным факторам, изменяющимся во времени, можно отнести:

- утечки между цилиндром и плунжером, которые зависят от степени износа насоса и наличия абразивных примесей в откачиваемой жидкости;
- утечки в клапанах насоса из-за их немгновенного закрытия и открытия и, главным образом, из-за их износа и коррозии;
- утечки через неплотности в муфтовых соединениях НКТ, которые все время подвергаются переменным нагрузкам.

Анализ технико-экономических показателей эксплуатации ШСНУ показал, что уменьшения коэффициента подачи ШГН в малodeбитных скважинах от 0,4 до 0,2 и 0,1

приводит к существенному росту удельных затрат на подъем скважинной продукции. В группу малodeбитных условно относят скважины с дебитом до 3 м³/сут при высоте подъема жидкости более 1400 метров.

Для Лугинецкого месторождения основным, отрицательно влияющими факторами на коэффициент подачи являются высокий газовый фактор и механические примеси.

Обычно с целью уменьшения вредного влияния газа на эффективную работу штангового насоса и повышения его КПД реализуются следующие мероприятия:

- 1) уменьшение объема вредного пространства;
- 2) увеличение длины хода плунжера;
- 3) увеличение глубины погружения насоса;
- 4) применение на приеме насоса специальных газосепарационных устройств.

Для ликвидации вредного влияния газа на работу штангового насоса приходится также пользоваться дополнительными техническими средствами.

Что касается МРП, то наработка серийных установок за 2015 год составляет 486 суток, представлено на рисунке 4.13. За 2015 год было проведено 7 подземных ремонтов скважин. Все ремонты связаны с заменой штангового – глубинного насоса. Замены произведены по причине отсутствия подачи, либо клина насоса.

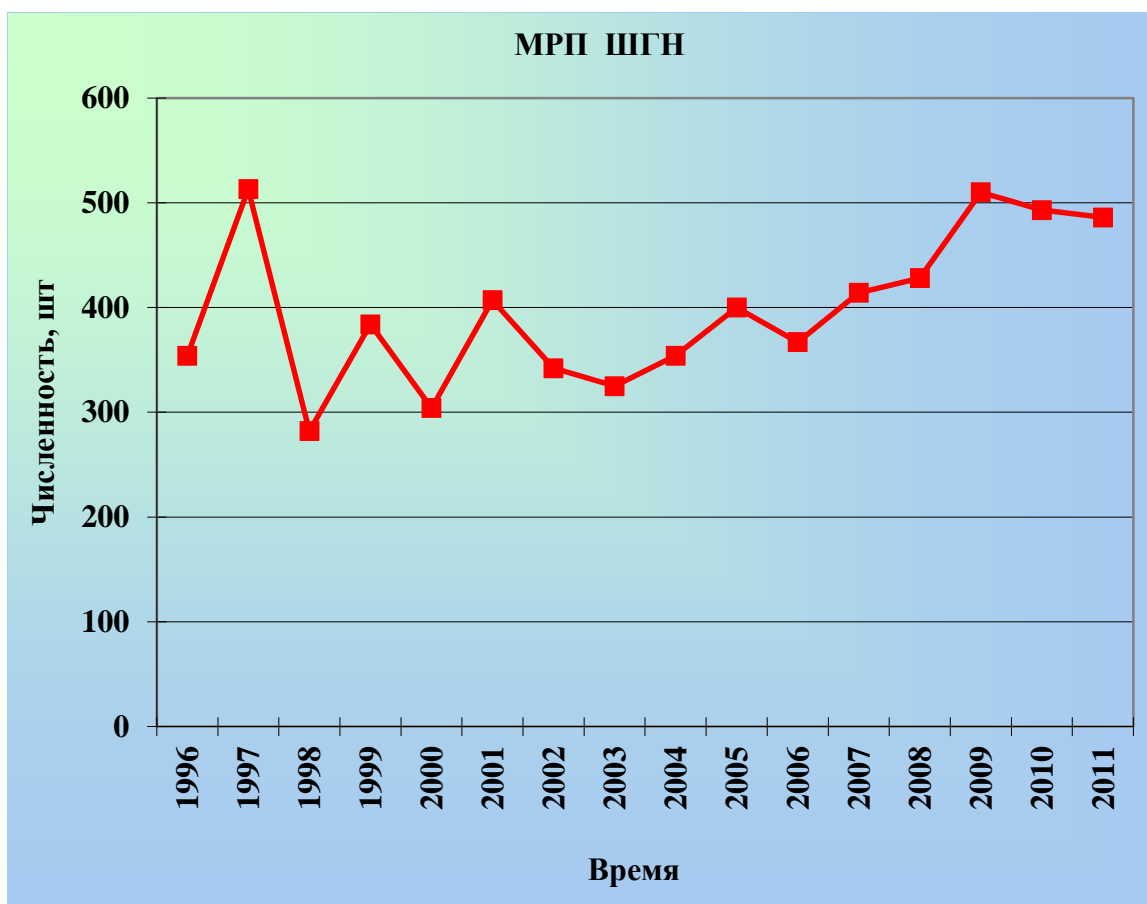


Рисунок 4.13 - Динамика МРП ШГН Лугинецкого месторождения за период 1996 - 2011 гг.

Межремонтный период данных установок достаточно высок. В среднем за период с 1996 по 2015 год составляет около 375 суток. Максимальное значение приходится на 1997 год и составляет 512 суток, что на трое суток больше чем в 2006 году. В 2010 году МРП 486 суток.

Разработаны некоторые мероприятия по увеличению МРП работы ШГН:

- 1) Внедрение надежной конструкции замковой опоры для вставного насоса и клапана-отсекателя;
- 2) Внедрение эффективной конструкции газосепаратора;
- 3) Организация ревизии ШГН;
- 4) Использование динамографа «Сидос» и программы диагностики работы ШГН на ПЭВМ;
- 5) Внедрение рецептур растворов глушения с минимальным воздействием на пласт;
- 6) Технологический контроль за подземным ремонтом ШГН.

Подводя итоги анализа эффективности механизированных способов эксплуатации скважин Лугинецкого месторождения можно сделать следующие выводы:

1) Эксплуатация скважин УЭЦН является наиболее эффективным способом добычи нефти. Несмотря на существенное отставание количества УЭЦН от числа фонтанных скважин, их доля от общей добычи нефти составляет 65,3%. Все скважины УЭЦН являются высоко или средне дебитными. Единственным минусом эксплуатации скважин с помощью УЭЦН является быстрый рост обводненности скважинной продукции, что напрямую связано с темпом отбора жидкости, а так же отрицательное влияние свободного газа и механических примесей на работу электроцентробежного насоса. Средний коэффициент подачи насосов УЭЦН находится на очень высоком уровне и составляет 0,93. Межремонтный период имеет среднее значение и составляет 332 суток, при этом основными причинами выхода из строя УЭЦН является снижение сопротивления кабеля до 0, вследствие прогара, либо механических повреждений, а так же клин насоса из за попадания механических примесей в полость насоса и солеотложений.

2) Эксплуатация скважин ШСН является менее эффективной, за счет низкого коэффициента подачи насоса. Более 70% скважин являются малodeбитными с коэффициентом подачи менее 0,50. Основной причиной столь низкого коэффициента является наличие вредного пространства из-за присутствия высокого содержания свободного газа. Межремонтный период скважин оборудованных УШГН составляет 486 суток, что является достаточно высоким показателем. Причина выхода из строя установки является отсутствием подачи и клин насоса. Невысокий показатель коэффициента

эксплуатации является работ нескольких скважин в режиме накопления, а так же остановки нескольких скважин в зиму.

3) Применение инновационных и передовых методов борьбы с осложняющими факторами в условиях Лугинецкого месторождения значительно повышает эксплуатационные и технико-экономические показатели. Что наглядно видно по возросшему МРП в период с 2006 по 2015 года.

4.3 Способы борьбы с осложняющими факторами при работе УЭЦН, УШГН

4.3.1 Способы борьбы с газом при работе УЭЦН

При больших содержаниях свободного газа устойчивая работа центробежных насосов становится проблематичной. Для повышения эффективности УЭЦН обычно принимаются следующие меры:

- 1) применение на входном участке насоса газосепаратора;
- 2) использование диспергатора;
- 3) использование “конического” насоса;
- 4) газоперепускных клапанов(КГП);
- 5) применение центробежно-вихревой конструкции ступеней;
- 6) применение РД и СДУ;
- 7) многофазный насос «Посейдон».

4.3.1.1 Применение газосепараторов

Значительная доля скважин Лугинецкого месторождения, оборудованных центробежными электронасосами (ЭЦН), эксплуатируется при высоких входных газосодержаниях, что значительно снижает развиваемое давление и подачу насоса. Нередко повышенное газосодержание на приеме насоса приводит к срыву производительности установки. В настоящее время надежным способом снижения вредного влияния газа на работу ЭЦН является применение центробежных газосепараторов.

В нефтяной отрасли, в разные годы, применялись три типа газосепараторов: гравитационные, вихревые и центробежные. Для отделения газа от жидкости в этих газосепараторах используется плавучесть газовых пузырьков под действием гравитационных или центробежных сил. Гравитационный газосепаратор имеет наименьший коэффициент сепарации, центробежный - наибольший, а вихревой газосепаратор по коэффициенту сепарации занимает промежуточное положение.

Российскими производителями выпускаются газосепараторы в соответствии со следующими нормативными документами:

ТУ 26-06-1416-84. Модули насосные — газосепараторы МНГ и МНГК.

ТУ 313-019-92. Модули насосные — газосепараторы Ляпкина МН ГСЛ.

ТУ 3381-003-00217780-98. Модули насосные — газосепараторы МНГБ5.

По принципиальной схеме эти газосепараторы являются центробежными. Они представляют собой отдельные насосные модули, монтируемые перед пакетом ступеней нижней секции насоса посредством фланцевых соединений. Валы секций или модулей соединяются шлицевыми муфтами.

Более 10 лет назад запущен в серийное производство отечественный сепаратор 1МНГ5 к ЭЦН 5 группы. Они успешно работали в широком диапазоне изменения условий эксплуатации. Однако сепаратор имел сложную конструкцию, большую массу, был подвержен абразивному износу и обрыву по корпусу сепаратора. Кроме того, в условиях высоких газосодержаний на многих режимах наблюдалось существенное влияние газа на работу ЭЦН, оборудованных 1МНГ5.

Поэтому возникла необходимость создания нового типа сепаратора. Учеными ГАНГ им. И. М. Губкина был предложен новый тип сепарации, на основе которого специалисты АО «Лебедянский машиностроительный завод» разработали конструкцию модуля насосного газосепаратора МН-ГСЛ5 к погружным насосам группы 5. Масса нового сепаратора оказалась примерно в 2 раза меньше, чем у 1МНГ5, в частности, — за счет упрощения конструкции. Кроме того, в МН-ГСЛ5 предусмотрена защита внутренней поверхности корпуса от абразивного износа воздействия. Новый газосепаратор позволяет стабильно работать насосу при содержания газа до 80 %. С целью сравнения сепараторов по эффективности газоотделения были проведены специальные стендовые испытания.

Газосепаратор типа МН(К)-ГСЛ состоит из трубного корпуса с головкой, основания с приемной сеткой и вала с расположенными на нем рабочими органами. В головке выполнены две группы перекрестных каналов для газа и жидкости и установлена втулка радиального подшипника. В основании размещены закрытая сеткой полость с каналами для приема газожидкостной смеси, подпятник и втулка радиального подшипника. На валу размещены пята, шнек, осевое рабочее колесо с суперкавитирующим профилем лопастей, сепараторы и втулки радиальных подшипников. В корпусе размещены направляющая решетка и гильзы.

Газосепаратор работает следующим образом: газожидкостная смесь (ГЖС) попадает через сетку и отверстия входного модуля на шнек и далее к рабочим органам газосепаратора. За счет приобретенного напора ГЖС поступает во вращающуюся камеру сепаратора,

снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по каналам переводника на прием насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство.

В зависимости от газосодержания на приеме насоса фирма Centrilitf рекомендует и поставляет газосепараторы гравитационного типа - для газосодержания до 10 % и газосепараторы центробежные (при больших значениях газосодержания).

Центробежный газосепаратор состоит из ротора винтового типа, направляющего аппарата, сепарационной камеры в виде цилиндрического барабана с радиальными лопатками и наружным бандажом, камеры отвода свободного газа в затрубное пространство и отвода газосодержащей смеси в первую ступень отвода.

Газосепараторы модели ERSE2 фирмы Centrilitf работают по принципу суперкавитации при отделении газа от жидкости. Суперкавитирующий эффект заключается в том, что перед поступлением газожидкостной смеси в центробежный разделитель пузырьки свободного газа принудительно укрепляются в суперкавитирующем колесе в результате создания самовентилирующихся газовых суперкаверн в потоке смеси. При этом одновременно с закручиванием потока газожидкостной смеси осуществляется эвакуация образовавшихся крупных газовых пузырьков из суперкаверн.

По данным фирмы центробежный газосепаратор обеспечивает отделение до 90 % свободного газа.

По результатам исследований фирмы выявлено, что наличие наружного бандажу у радиальных лопаток цилиндрического барабана повышает коэффициент сепарации свободного газа и предохраняет корпус газосепаратора от абразивного и эрозионного износа в откачиваемой жидкости.

Для откачивания из скважин нефтяной продукции, представляющей собой ГЖС, установками погружных центробежных насосов фирма REDA предлагает различные конструкции устройств.

Для случаев с большим газосодержанием (60 %) на приеме фирма предлагает центробежный и вихревой газосепараторы. По данным фирмы, центробежный газосепаратор удаляет из ГЖС до 90 % свободного газа.

Следует отметить высокий напор, развиваемый центробежным сепаратором фирмы REDA, и незначительное влияние величины газосодержания на напорную характеристику газосепаратора.

Вихревой газосепаратор VGS (Vortex Gas Separator) обладает высокой сепарационной характеристикой за счет создания после рабочего колеса свободной проточной части достаточного поперечного сечения и протяженности.

Газосепаратор отличается повышенной надежностью благодаря снижению вибрации за счет установки трех износостойких керамических радиальных подшипников и уменьшению расстояния между ними. Снижение вибрации газосепаратора достигается также за счет уменьшения массы вращающихся деталей, размаха лопастного ротора и снижения потребляемой мощности.

Накопленный в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина опыт работы с газосепараторами дает возможность четко определить эффективность применения конкретной конструкции газосепаратора. Для определения эффективного газоотделения проводили стендовые испытания серийных газосепараторов различных заводов-производителей на модельной газожидкостной смеси.

В результате исследования были испытаны конструкции центробежных газосепараторов габарита 5А отечественных и импортных производителей к погружным насосам типа ЭЦН:

- газосепаратор фирмы Centrilift (модель ERSE2, серия 400, внешний диаметр 101,6 мм) работает по принципу суперкавитации при отделении газа от жидкости;

- газосепаратор фирмы ODI (модель RGVЛ-05-HR-AE, серия 55). Принцип действия основан на использовании вихревого циклонного эффекта;

- газосепаратор ГДНК5А был разработан в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по заказу ЗАО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ». Основным преимуществом ГДНК5А является применение диспергирующего устройства, включенного в конструкцию газосепаратора.

После проведения серии экспериментов на стенде кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина и последующего анализа полученных результатов были сделаны следующие выводы:

- 1) Наилучшие результаты получены при использовании центробежного газосепаратора ГДНК5А, смотреть рисунок 4.14.

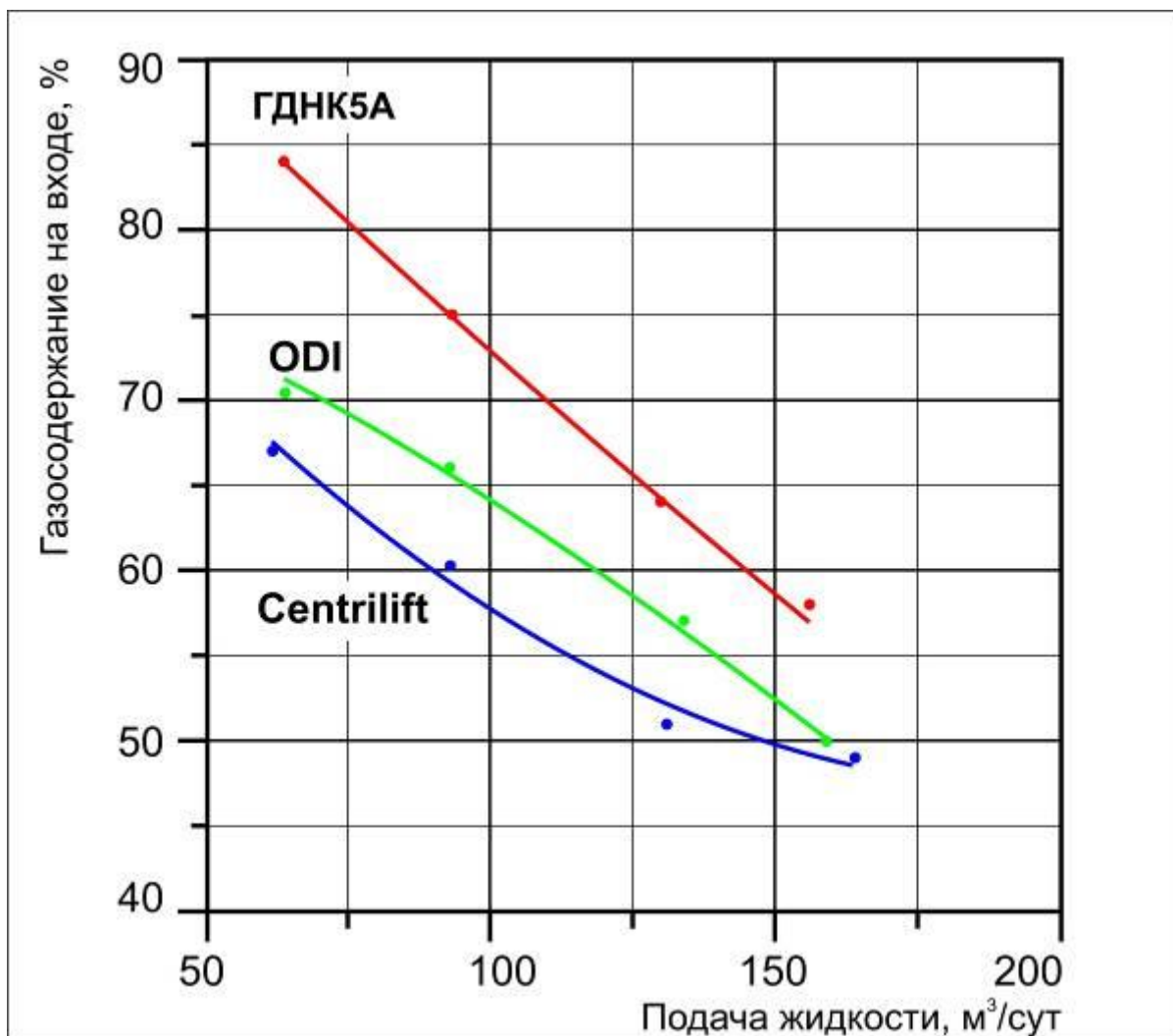


Рисунок 4.14 - Характеристики газосепараторов

2) Применение диспергирующего устройства в конструкции газосепаратора ГДНК5А обеспечило устойчивую работу ЭЦН в области максимального входного газосодержания на приеме насоса.

3) Газосепараторы 2МНГС5А и фирмы Centrilift показали высокие сепарационные свойства при входном газосодержании скважинной продукции менее 45 %, однако затем отмечалось резкое ухудшение сепарационных свойств газосепаратора и напорных характеристик насоса.

4) Газосепаратор фирмы ODI показал неплохие сепарационные качества и обеспечил устойчивую работу насоса. Единственным существенным недостатком данного газосепаратора является его высокая стоимость по сравнению с отечественными газосепараторами [5].

Современные конструкции центробежных газосепараторов включают в свой состав диспергирующее устройство для дробления газовых пузырьков, содержащихся в газожидкостной смеси, направляемой на вход погружного насоса.

4.3.1.2 Применение диспергаторов

Исходя из того, что газосепараторы не являются универсальным средством эффективной работы УЭЦН в условиях повышенного газосодержания на входе, в последние годы, как в зарубежной, так и в отечественной практике начали применяться диспергирующие устройства для откачки ГЖС из скважин.

Диспергирующие устройства в России были разработаны и прошли промысловые испытания более 30 лет назад. В этих диспергаторах в качестве рабочих ступеней использовали модифицированные рабочие колеса и направляющие аппараты серийных ЭЦН (например, со сквозными отверстиями) или осевые ступени. В настоящее время, используют следующие диспергаторы:

- Устройство AGH (Advanced Gas Handling) фирмы REDA (США).
- Устройство Gas Master фирмы Centrilt (США).
- Диспергатор ОАО “Борец”
- Диспергатор ЗАО “Новомет”.

Устройство AGH представляет собой пакет ступеней на большую производительность по сравнению с применяемой в насосе ступенью, помещенный в отдельный корпус. Он может быть смонтирован в одном корпусе с напорными ступенями насоса. Количество диспергирующих ступеней обычно состоит из 15, а предпочтительное количество диспергирующих ступеней 20-40 в зависимости от диаметра насоса, газосодержания, дебита.

Основой конструкции диспергирующей ступени является конструкция рабочего колеса, разгруженного от осевой силы при помощи выполненной камеры за ведущим диском колеса, в которой давление с помощью отверстий в диске уравнивается с давлением у входа в колесо. В диспергирующей же ступени дополнительно введен второй ряд отверстий. По мнению авторов, два ряда отверстий позволяет ограниченному количеству жидкости постоянно циркулировать для уменьшения вероятности образования газовой пробки на входе в колесо, при этом жидкость, циркулирующая через отверстия смешивается с потоком в межлопастных каналах рабочего колеса, что позволяет разбивать газовые пузыри на более мелкие, т.е. диспергировать ГЖС. Более интенсивное диспергирование ГЖС осуществляется за счет существенного несоответствия углов потока и лопастей высокопроизводительной ступени диспергатора. Для этой же цели служат отверстия 4 в лопастях рабочих колес.

Диспергирующее устройство AGH привело к стабильной работе насоса, уменьшило количество повторных запусков по недогрузке.

Устройство Gas Master фирмы Centrilift представляет собой секцию насоса конического типа, состоящую из высокопроизводительных ступеней различной производительности. В устройстве Gas Master диапазоны подач входящих ступеней соответствуют подачам между оптимальным режимом и режимом максимальной подачи с целью снижения колебаний параметров. Выпускаются устройства серий 400, 513, которые обеспечивают повышение эффективности при откачке ГЖС повышенного газосодержания, уменьшают вероятность срыва подачи. Устройства Gas Master предназначены для работы при газосодержаниях до 33%.

В России еще были разработаны и прошли промышленные испытания различные диспергирующие устройства.

В этих диспергаторах рабочими органами являлись ротор и статор, в качестве которых использовались соответственно рабочие колеса и направляющие аппараты серийных ЭЦН с некоторыми видоизменениями, например, сквозными осевыми отверстиями.

Авторами этих диспергаторов были выдвинуты принципиально важные положения:

- 1) Диспергация потока смеси тем выше, чем больше градиент скорости.
- 2) Диспергирующие устройства должны быть предназначены не только для диспергации ГЖС, но и для диспергации водонефтяной эмульсии.

В настоящее время выпускаемый ОАО «Борец» диспергатор является дальнейшим развитием вышеописанных отечественных диспергаторов, ротор и статор которого по сути являются осевыми рабочими органами.

Модули насосные — диспергаторы МНДБ5 (производства ОАО "Борец") предназначены для измельчения газовых вclusions в пластовой жидкости, подготовки однородной газожидкостной смеси и подачи ее на вход насоса. Диспергаторы МНДБ5 устанавливаются на входе насоса вместо входного модуля. Максимальное допустимое содержание свободного газа на входе в диспергатор при максимальной подаче — 55 % по объему. При прохождении потока газожидкостной смеси через диспергатор повышается ее однородность и степень измельченности газовых включений, благодаря чему улучшается работа центробежного насоса. Уменьшается его вибрация и пульсация потока в насосно-компрессорных трубах, обеспечивается работа с заданным КПД. За насосом в насосно-компрессорной трубе из перекачиваемой жидкости выделяется свободный газ, который, расширяясь, совершает дополнительную работу по подъему жидкости из скважины. В целом, применение диспергатора способствует улучшению условий работы насоса, повышению

стабильности его характеристик и увеличению экономичности всей установки погружного центробежного насоса.

В месте подвески насоса в сборе с диспергатором, протектором, электродвигателем и компенсатором кривизна ствола скважины не более 3' на 10 м и угол отклонения скважины от вертикали не более 40°.

Кроме указанных выше, ОАО "Борец" выпускает модули газосепараторы-диспергаторы МНГДБ5, предназначенные для снижения содержания газа в пластовой жидкости и ее преобразования в однородную газожидкостную смесь перед подачей в насос. Газосепаратор-диспергатор МНГДБ5 устанавливается на входе насоса вместо входного модуля. Максимальное допустимое содержание свободного газа на входе в газосепаратор-диспергатор при максимальной подаче — 68 % по объему.

Газосепаратор-диспергатор разделяет пластовую жидкость на две фазы: жидкостную и газовую. Газ удаляется в затрубье, а пластовая жидкость преобразуется в однородную газожидкостную смесь и подается на вход насоса.

Диспергатор ЗАО "Новомет".

Рабочими ступенями диспергатора являются ротор - винт и статор - втулка. На наружной цилиндрической поверхности винта и на внутренней цилиндрической поверхности втулки выполнены многозаходные, противоположно направленные нарезки специального профиля. При работе диспергатора, относительное положение выступов нарезок втулки и винта непрерывно изменяется, из-за чего образуются значительные градиенты скорости потока, диспергирующие газожидкостную смесь.

В результате промысловых исследований было установлено, что насос с испытанным диспергирующим устройством может работать при повышенном газосодержании потока на всасывании (до 65 %) без срыва подачи, стабильно, без колебаний параметров.

4.3.1.3 Применение газоперепускных клапанов(КГП).

Техническая характеристика погружного центробежного насоса находится не только в зависимости $Q - H$, но зависит от содержания свободного газа на приеме насоса и обводнения продукции пласта. Объемное содержание свободного газа на приеме ЭЦН зависит от создаваемого давления газонефтяного столба продукции в кольцевом пространстве скважины, плюс давление газа, которое в сложившихся условиях принято за стандарт и равно линейному давлению в точке системы нефтесбора промысла.

Неоспоримый факт, что при низких устьевых давлениях происходит более полное выделение попутного газа из продукции пласта, следовательно, снижается плотность столба

продукции в кольцевом пространстве от границы уровня до приема ЭЦН и создаваемое им давление на приеме насоса меньше.

Предположим, что при устьевом давлении 5 атмосфер точка давления насыщения находится на отметке 2000 метров. Вполне очевидно, что при увеличении давления в кольцевом пространстве на 10 атмосфер она переместится вверх по стволу более чем на 100 метров, (зависит от плотности продукции), объемное содержание свободного газа на приеме насоса уменьшится, что приведет к увеличению производительности. Компенсация депрессии произойдет за счет снижения уровня, так как ЭЦН находится в более благоприятных условиях.

Следует отметить, что в профессиональных разговорах даже дипломированных специалистов постоянно звучит выражение, что эхолот отбивает «ПЕНУ», бредовые рассуждения о получении двух отраженных сигналах: от «ПЕНЫ» и однофазной жидкости. Смею утверждать, что принцип действия всех приборов эхо- и волнометрии основан на получении отраженного сигнала от верхней границы газожидкостной эмульсии в кольцевом пространстве, которая в однофазное состояние переходит только ниже точки давления насыщения. В сложившихся условиях разработки Лугинецкого месторождения, и создаваемых депрессиях на пласт выделения свободного газа происходит не только в зоне перфорации, но и в пласте, что изменяет фазовую проницаемость и снижает приток нефти в ствол скважины. ЭЦН в скважине работает в экстремальных условиях не только по газу, но и в среде с низкими теплопроводными свойствами, ПЭД не получает необходимого охлаждения, сам же успевает хорошо «подогреть» восходящий поток продукции пласта. Трение узлов ЭЦН доводит продукцию до кипения, в результате чего получаем « монолит кабеля по всей длине ».

Необходимость изменения стандартного режима работы скважин с УЭЦН подтверждена практическими примерами, после проведения расследования причин отказа УЭЦН по ряду скважин. Наибольший эффект наблюдается в скважинах с низким содержанием % воды. Для стабильного поддержания избыточного давления в кольцевом пространстве на Лугинецком месторождении применяется использование газоперепускных клапанов (КГП).

Клапан газовый перепускной (КГП) предназначен для крепления в составе муфтовых соединений колонн насосно-компрессорных труб (НКТ) и поддержания давления попутного газа в межтрубном пространстве на уровне, необходимом для более эффективной работы УЭЦН (установка электроцентробежного насоса) в нефтедобывающих скважинах

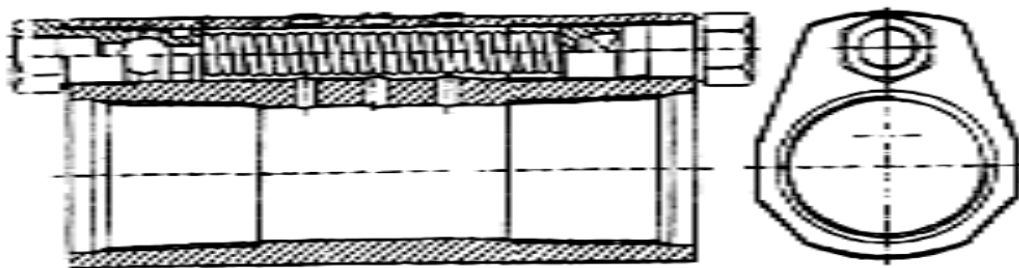


Рисунок 4.15 – Клапан газовый перепускной

КПП (рис.4.15) состоит из: корпуса, в котором расположена сквозная полость для перемещения клапана в виде шарика и тарированной пружины расчётной длины, полого болта с фаской в нижней части и фиксирующего элемента в виде полой корзины, штуцера, поршня, запорного болта, регулировочной пробки, а также каналов и сквозного отверстия с внутренней резьбой для монтажа на колонне НКТ.

При монтаже КПП:

. КПП устанавливается в составе муфтовых соединений насосно-компрессорных труб НКТ (рис.4.24).

После установки, придерживая колонну НКТ, осторожно опустить КПП в скважину, исключив зацепление клапаном края эксплуатационной колонны.

При демонтаже КПП снять с муфты НКТ и уложить в специальный контейнер.

При хранении КПП использовать временную противокоррозионную консервационную упаковку изделия (ГОСТ 9.014 – 78).

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

1. Превышать установленные нормы скорости спускоподъемных операций.
2. Использовать КПП без маркировки и сопроводительной документации.
3. Применять ударные нагрузки.
4. Повторно использовать КПП в следующих случаях:
 - деформация корпуса, препятствующая его установке на НКТ;
 - наличие трещин и сколов в теле корпуса;
 - нарушение целостности резьбовых соединений;
 - изнашивание или коррозия корпуса более 2 мм.

ГАРАНТИИ: не более 5 спускоподъемных операций в течение 18 месяцев.

4.3.1.4 Применение РД и СДУ

Принцип действия стабилизатора динамического уровня и регулятора давления в компоновке подземного оборудования с УЭЦН при эксплуатации нефтяных скважин:

При открытом затрубном пространстве, при работе скважины, вследствие работы газосепаратора УЭЦН и высокого газосодержания пластового флюида, может начаться фонтанирование по затрубному пространству и отключения УЭЦН по ЗСП. В этом случае необходимо затрубное пространство скважины закрыть на устье. После чего в нем начнет происходить рост давления. Когда давление в затрубном пространстве в точке установки СДУ и РД превысит давление в НКТ, то клапаны СДУ и РД откроются и произойдет переток газожидкостной смеси в трубное пространство. Величина затрубного и забойного давления подбирается расчетным методом с учетом геолого-технических характеристик скважины и зависит от глубины установки РД. Схема компоновки представлена на рисунке 4.16.

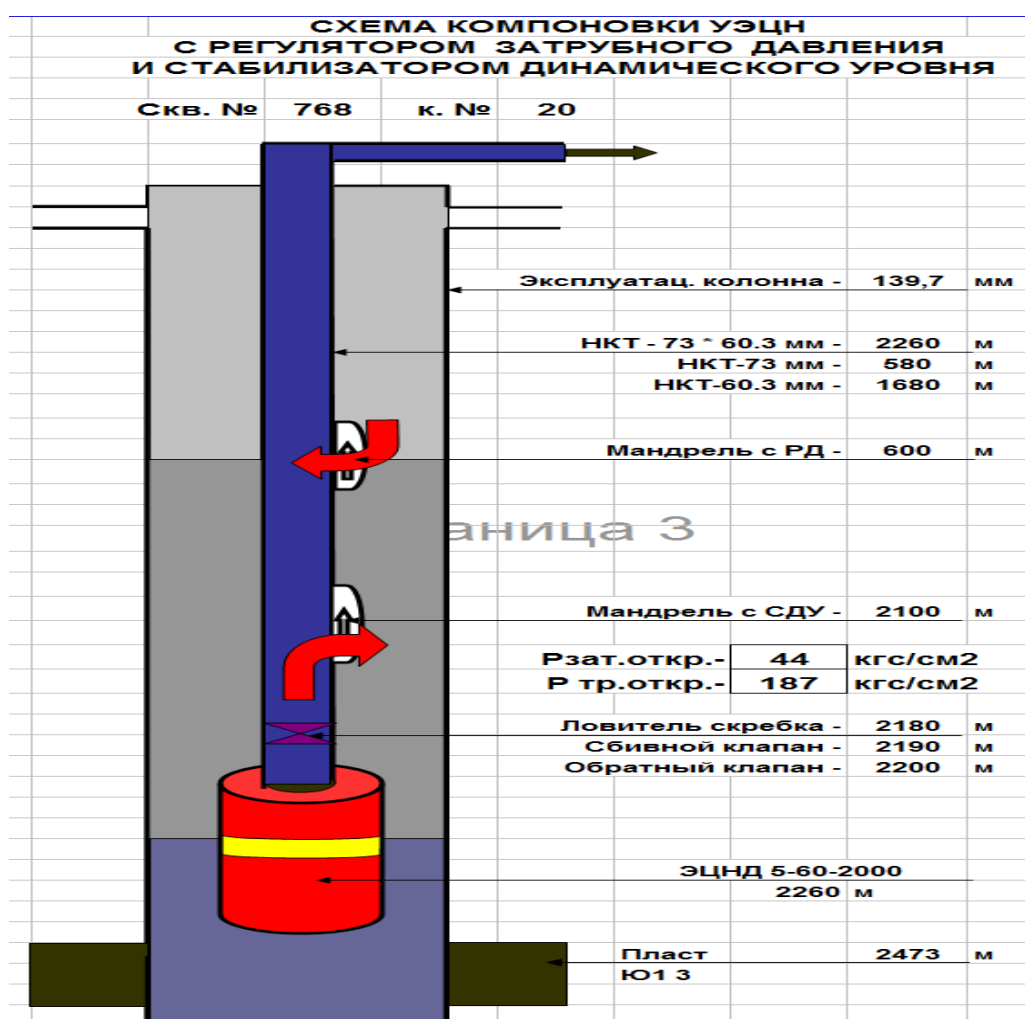


Рис.4.16 - Схема компоновки УЭЦН с РД и СДУ

Традиционная схема использования УЭЦН для освоения и эксплуатации скважин:

Работа системы «пласт - скважина оборудованная УЭЦН»

Работа данной системы разделяется на два этапа: вывод на режим (освоение скважины) и стабильная работа на заданном режиме.

1. На начальном этапе при выводе на режим скважина заполнена

однородной жидкостью (жидкостью глушения), при данных условиях $P_{заб} > p$

При запуске УЭЦН происходит отбор жидкости из затрубного пространства и снижение уровня, $P_{заб}$ снижается и при условии $P_{заб} < P_{пл}$ (как правило, на 2,5 - 3,5 МПа) начинается приток жидкости из пласта. Процесс вывода на режимную работу скважин оборудованных УЭЦН длительный (достигает 10 - 15 суток), и сопровождается частыми пусками-отключениями, что отрицательно сказывается на возможном ресурсе работы установки ЭЦН.

2. После получения устойчивого притока из пласта работа УЭЦН, как правило, стабилизируется, но при снижении обводненности продукции и роста объема выделяемого газа работа установки нарушается, происходят остановки чаще из-за срабатывания защиты минимальной нагрузки.

Работа системы «пласт - скважина» на данном этапе происходит следующим образом РИС 1.

Одной из составляющей стабильной работы системы «пласт - скважина» является забойное давление ($P_{заб}$), которое формируется и зависит от плотности жидкости и газа, находящихся в стволе скважины и текущих устьевых давлений. При работе УЭЦН с газосепаратором, как правило по стволу скважины можно четко определить три состояния жидкости с различной плотностью ($p_{1,2,3}$)

p_1 - плотность жидкости в затрубном пространстве на участке от интервала перфорации до приема насоса близкая к пластовой;

p_2 - плотность жидкости в затрубном пространстве скважины после газосепаратора насыщенная отсепарированным газом; p_3 - плотность жидкости в НКТ. Они находятся между собой в следующей зависимости:

$$P_3 > P_2 > P_1$$

Забойное давление в этом случае будет рассчитываться по формуле:

$$P_{заб} = p_1 H_1 + p_2 H_2 + P_{газabar} + P_{уст}$$

где p_1, p_2 , - плотности жидкости в затрубном пространстве; (ускорение свободного падения;

H_1, H_2 - высота столба жидкости в затрубном пространстве; $P_{газabar}$ - барометрическое давление столба газа в затрубном пространстве; $P_{уст}$ - давление на устье скважины в затрубном пространстве.

При увеличении нефтесодержания флюида поступающего в скважину из пласта по причине высокого газосодержания, резко уменьшается p_1 и особенно p_2 от работы газосепаратора, следовательно, уменьшается $P_{заб}$. При $P_{заб} \leq P_{нас}$ выделение свободного газа начинает происходить в призабойной зоне пласта (ПЗП), и в скважине, начиная с

глубины интервала перфорации, образуется газожидкостная смесь представляющая собой пену. Пена обволакивает УЭЦН и значительно ухудшает или совсем прекращает отвод тепла, что приводит к перегреву установки и выходу из строя кабельного удлиителя или погружного электродвигателя. Кроме того, образующаяся пенообразная смесь в ПЗП блокирует поступление флюида в скважину в результате ухудшения фазовой проницаемости породы пласта для нефти и уменьшением раскрытое™ трещин в породе ПЗП. Именно в такие периоды происходит резкое снижение дебита скважины и срыв подачи насоса.

затрубное пространство, в объеме не более 50 % от производительности УЭЦН (данный объем подбирается сменными насадками в СДУ). Тем самым уменьшается отбор из затрубного пространства и менее интенсивно снижается уровень жидкости Нзатр. Это позволяет уменьшить количество остановок - пусков УЭЦН и более плавный вывод его на оптимальный режим работы.

При получении устойчивого притока из пласта и приближению работы скважины к оптимальному режиму, уровень жидкости в скважине стабилизируется. Далее скважина эксплуатируется при открытом на устье затрубном пространстве. На данном этапе работы скважины давление в затрубном пространстве в точке установки СДУ будет выше давления зарядки сильфона СДУ, и клапан будет закрыт РИС 3. Так же следует отметить и то обстоятельство, что глубина установки СДУ и давление его зарядки подбирается расчетным путем, исходя из условия, чтобы давление на приеме насоса, а также забойное давление не снижалось ниже критического, заданного геологической службой предприятия по условиям эксплуатации.

Так как затрубное пространство открыто, то при дальнейшей работе скважины, вследствие работы газосепаратора УЭЦН и высокого газосодержания пластового флюида, может начаться фонтанирование по затрубному пространству и отключения УЭЦН по защите минимальной нагрузки. В этом случае необходимо затрубное пространство скважины закрыть на устье. После чего в нем начнет происходить рост давления. Когда давление в затрубном пространстве в точке установки СДУ и РД превысит давление в НКТ, то клапаны СДУ и РД откроются и произойдет переток газожидкостной смеси в трубное пространство. Величина затрубного и забойного давления подбирается расчетным методом с учетом геолого-технических характеристик скважины и зависит от глубины установки РД. Применение РД позволяет дополнительно, в помощь СДУ, стабилизировать работу скважины, и это исключает резкое, непрогнозируемое снижение забойного давления, образования пенообразных _ смесей на глубине ниже спуска УЭЦН и, как следствие, повышению межремонтного периода работы. В ряде случаях, при необходимости, можно использовать и штудирование затрубного пространства совместно с СДУ и РД.

Из опыта эксплуатации, при работе скважин оборудованных УЭЦН, наблюдалось значительное снижение обводненности флюида (иногда обводненность менялась с 80-90% до 35 %). При уменьшении обводненности забойное давление за счет облегчения столба жидкости снижается, приток из пласта увеличится и становится выше производительности УЭЦН. В этом случае переток газожидкостной смеси из затрубного пространства в НКТ через РД и СДУ будет постоянным. Дебит скважины увеличится по причине дополнительного фонтанирования, а также газлифтного эффекта при поступлении газожидкостной смеси из затрубного пространства в НКТ через регулятор давления и стабилизатор динамического уровня. Работа скважины в данном режиме будет продолжаться до определенного момента.

Когда давление в затрубном пространстве на уровне СДУ станет ниже давления зарядки сильфона СДУ и ниже чем давление в НКТ, клапан откроется и произойдет переток отсепарированной жидкости из НКТ в затрубное пространство. Столб жидкости в затрубном пространстве утяжелится, увеличится забойное давление, тем самым, предотвращая образование пены и перехода работы скважины на газ. В случае, когда давление в затрубном пространстве на уровне СДУ станет больше, чем давление в НКТ, то переток газожидкостной смеси будет происходить из затрубного пространства в НКТ через СДУ.

Применение РД позволяет дополнительно, в помощь СДУ, стабилизировать работу скважины, и это исключает резкое, непрогнозируемое снижение забойного давления, образования пенообразных смесей на глубине ниже спуска УЭЦН и, как следствие, повышению межремонтного периода работы.

4.3.1.5 Использование конической схемы насоса

Среди различных путей повышения эффективности ЭЦН при откачке наиболее простым в реализации и подлежащим расчетному прогнозированию является использование “конического” насоса.

Повышение эффективности работы ЭЦН при повышенном газосодержании потока ГЖС при помощи использования “конического” насоса известно давно и интересно тем, что практически не требует дополнительных капитальных затрат и заключается в оптимальной компоновке имеющихся в распоряжении пользователя ступеней различных типов. Проточная часть ступеней такого насоса меняется в соответствии с изменением параметров перекачиваемой газожидкостной среды. Оптимальный “конический” насос должен включать примерно до трех пакетов различных типов ступеней: ступеней самой большой

производительности, далее по потоку помещаются пакеты ступеней промежуточной и меньшей производительности. Схема конического насоса в настоящее время используется и предлагается некоторыми отечественными изготовителями и американскими фирмами REDA и Centrilit.

Принцип оптимальной компоновки “конического” насоса из располагаемого набора ступеней при заданном дебите скважины и газосодержании на входе может быть основан на минимизации потребляемой насосом мощности.

Синтезированный конический насос будет потреблять меньшую мощность, чем наилучший цилиндрический насос из рассматриваемых ступеней при любых одинаковых условиях входа. Отсюда следует, что его двигатель будет загружен на меньшую мощность, а значит иметь более низкую температуру. Это же относится и к кабельной линии. Таким образом, создаются предпосылки для повышения надежности работы этих узлов и установки целом.

Ступени самой большой производительности, устанавливаемые на входе “конического” насоса, могут пропускать относительно большие объемы свободного газа, поэтому допустимое газосодержание на входе такого насоса выше, чем у серийного “цилиндрического” насоса с объемной подачей, равной средней объемной подаче “конического” насоса. Повышенное допустимое газосодержание на входе “конического” насоса позволяет в некоторых случаях отказаться от использования газосепаратора.

Область применения “конического” насоса ограничена предельными значениями газосодержания (примерно до 0,4) в откачиваемой газожидкостной смеси

Эксплуатация скважин с сверхвысокими газовыми факторами известными способами или практически невозможна или нецелесообразна, однако может быть достигнута комбинированным использованием “конического” насоса с газосепаратором.

Использование “конического” насоса по сравнению с серийным “цилиндрическим” позволяет получить следующее:

- Снижается потребляемая насосом мощность, что приведет к снижению температуры двигателя и кабельной линии, а, следовательно, снизит перегрев изоляции, а это приведет к повышению надежности.
- Используется полезная работа газа при подъеме ГЖС в НКТ по сравнению с серийным насосом с газосепаратором, тем самым повышается эффективность.
- В большинстве случаев можно отказаться от использования газосепаратора, как потенциального источника снижения межремонтного периода и “полетов” УЭЦН.
- Повышается ресурс работы насоса за счет того, что обеспечивается работа всех ступеней насоса в пределах рабочего их диапазона объемной подачи.

- Можно уменьшить глубину спуска погружного агрегата в скважину.
- Ускоряется процесс вывода на режим скважин со значительным газопроявлением.

4.3.1.6 Применение центробежно-вихревой конструкции ступеней

Новые насосные ступени для добычи газожидкостных смесей. Ступени центробежного насоса, перекачивающего газожидкостную смесь можно разделить на две группы. К первой отнесем ступени со стороны приема насоса, которые практически не развивают напор, но дробят пузырьки газа. Ко второй - последующие ступени, работающие на квазимогенной жидкости. Они развивают примерно такой же напор, как на однородной жидкости.

При попадании свободного газа с откачиваемой жидкостью в центробежный насос, уменьшается подача жидкости и создаваемый насосом напор. При достаточно высоком значении объемной концентрации свободного газа (в мало обводненных скважинах 25-30%, в сильно обводненных 5-15%) работа насоса становится неустойчивой и характеризуется колебаниями его рабочих параметров: создаваемого давления, потребляемой мощности и подачи, вплоть до полного прекращения последней. Компанией «Новомет» разработаны два новых типа ступеней нефтяных насосов для добычи жидкости, содержащей нерастворенный газ: центробежно-вихревые (ВНН) и центробежно-осевые (ЦОН). Их общей особенностью является наличие специальных элементов конструкции диспергирующих пузырьки газа, смотреть рисунок 4.17. В ступенях ВНН - это вихревой венец, расположенный в плоскости ведущего диска рабочего колеса, по его периметру. В ступенях ЦОН - осевые лопатки, расположенные от области выхода потока жидкости из рабочего колеса до его входа в направляющий аппарат.



Рисунок 4.17 - Центробежно-вихревая ступень

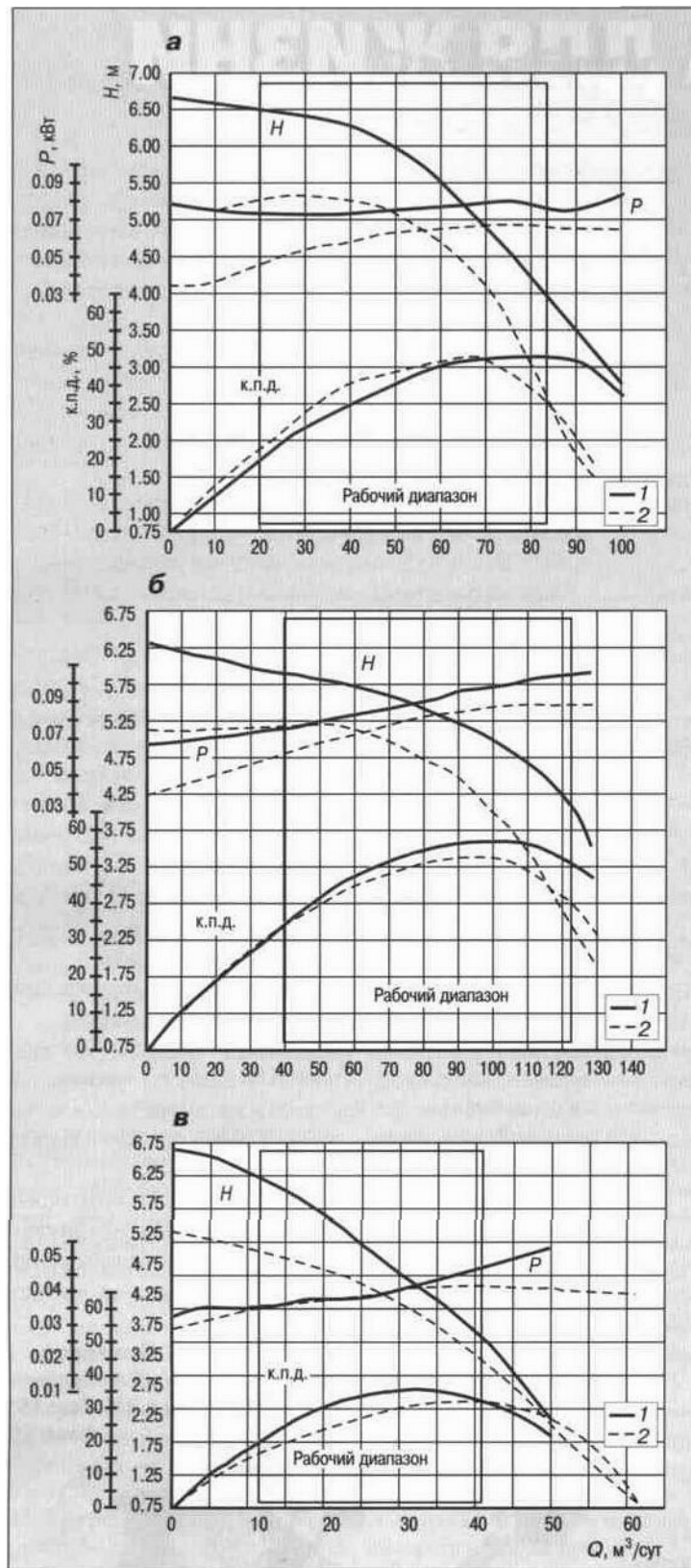


Рисунок 4.18 – Кривые напора

Ступени изготавливаются по нетрадиционной технологии, используя порошковую металлургию. Материалом является стальной порошок с различными добавками, прессуемый под большим давлением. Технология обеспечивает хорошее качество изготовления и высокую точность. Ступени являются 2-х опорными, что несет за собой следующие преимущества:

- при перекачки ГЖС с абразивными частицами менее подвержены износу;

- уменьшается вибрация насоса.

Исследовательские работы с ЭЦН5-80 проводились с целью сравнить насосы. По результатам были построены напорные и энергетические характеристики сборок ступеней различных типов на ГЖС (рисунок 4.18).

Во всех трех случаях получены непрерывно падающие кривые напора H . Как видно из рисунка 4.18, а, прирост напора произошел на всех режимах по подаче, в том числе при нулевой, в результате кривая напора

стала непрерывно падающей. Максимальный к.п.д. составил 50%. Аналогичные результаты получены и для ступеней ВНН5-80 (рисунок 4.18, б) и ВНН5-25 (рисунок 4.18, в), максимальные к.п.д. которых равнялись соответственно 58 и 38%. Наибольшая крутизна кривой напора у ступени ВНН5-25, для которой напор при нулевой подаче по сравнению с номинальной повышается на 23%, у ступеней ВНН5-50 и ВНН5-80 - соответственно на 14,5 и 11%. Трудоемкость изготовления центробежно-вихревых ступеней по сравнению с центробежными из порошковых материалов увеличилась незначительно.

При проведении исследований, направленных на изучения вредного влияния свободного газа на работу ступеней ВННП, показали хорошие впечатляющие результаты, по сравнению с традиционными ступенями насосов (рисунок 4.19).

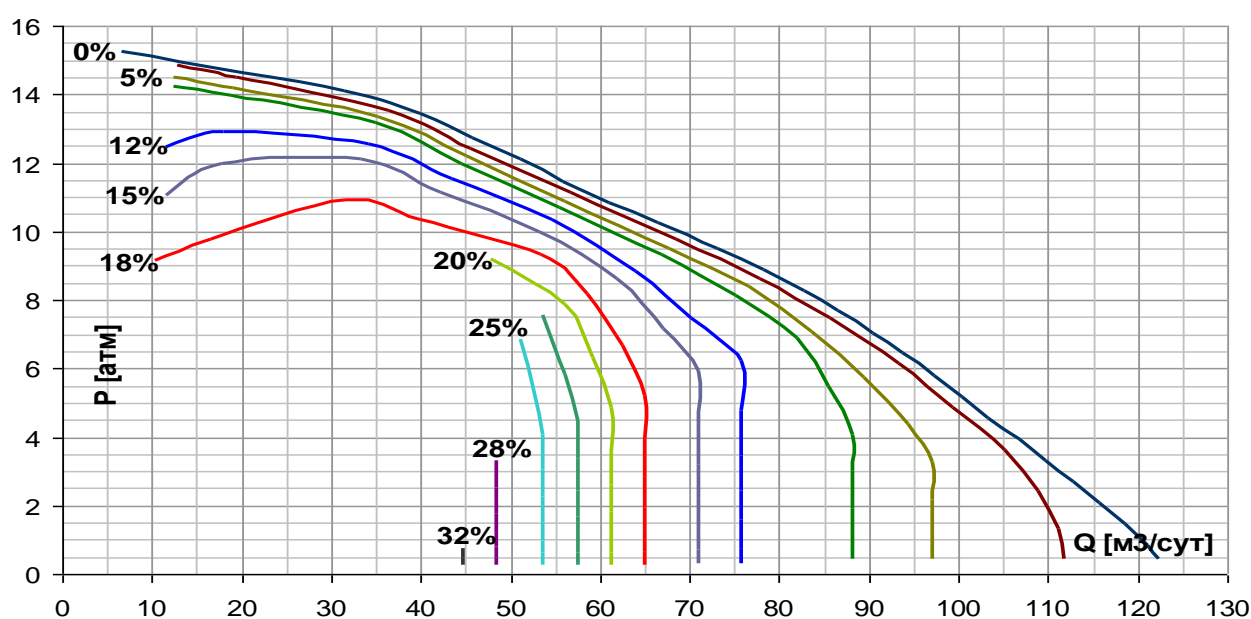


Рисунок 4.19 - Напорные характеристики 2ВННП5-50, для различных величин газосодержания на входе в насос ($\beta_{вх}$)

Необходимо отметить, что во время работы насосов ВННП не наблюдались сильные колебания параметров. Работа насосов на всем протяжении эксперимента была стабильна за исключением работы насоса в пограничной зоне при входном газосодержании более 35% и при более высоком начальном давлении. Как показывает опыт, в скважинных условиях насос не может долго работать при подобных условиях и прекращает подачу. Так максимально возможное газосодержание, полученное при работе насосов следующее: 2ВННП5-25 – 45 %, 2ВННП5-50 - 34 %, 2ВННП5-59 – 36 % и 2ВННП5-79 - 41 %.

Кроме того, ступени центробежно-вихревого типа испытывают при перекачке газожидкостной смеси меньшее влияние свободного газа и, являясь одновременно своего рода диспергатором, позволяют рабочим колесам насоса 2ВННП5-50 успешнее перекачивать газожидкостную смесь.

4.3.1.7 Многофазный насос «Посейдон»

Компания Schlumberger предлагает многофазный насос «Посейдон». Система «Посейдон» – это устройство осевого потока, предназначенное для отделения газа, располагается под добывающим насосом и позволяет эффективно отделять большее количество свободного газа. Система может быть установлена над газосепаратором, когда отделенный газ можно отводить в затрубное пространство или над приемным модулем, когда весь добытый газ должен идти через насос.

«Посейдон» может повысить добычу и расширить возможности ЭЦН в нефтяных скважинах с большим содержанием свободного газа, производительность которых ограничена возможностями центробежных насосов по отделению газа. Центробежные насосы проектировались в основном для перекачки жидкости. Их характеристики падают и образуются газовые пробки при присутствии большого количества свободного газа.

Система отделения газа Посейдон – многофазовый осевой насос, устанавливаемый между приемным модулем (или газосепаратором) и насосом. Специально разработанные ступени осевого потока усиливают добывающий насос и проталкивают газонефтяной поток в ступени (рис.4.20).

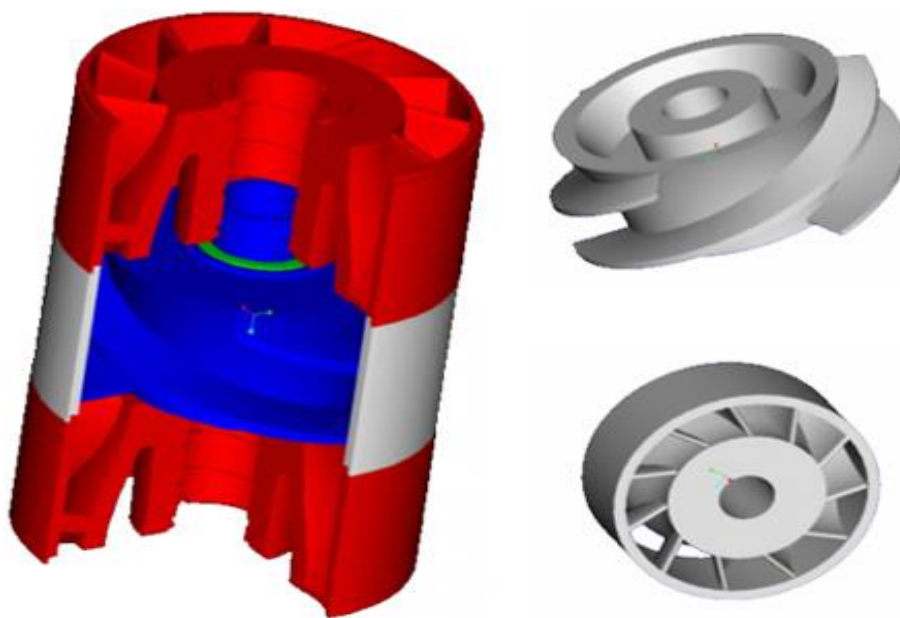


Рисунок 4.20 - Ступени осевого потока

Объем газа уменьшается в Посейдоне за счет сжатия. Лабораторные испытания и полевая проба показали, что Посейдон может успешно функционировать в скважинах с объемным содержанием газа до 75 %, а это намного больше 50-55 %, которые могут

обработать обыкновенные устройства. Посейдон помогает создавать высокое добавочное давление с повышением количества вводимого газа.

Система Посейдон для отделения газа – создана для повышения стабильности работы в скважинах с высоким газовым фактором, обеспечивает лучшее удаление газовых пробок в горизонтальных скважинах. Тем самым позволяет увеличить нефтеотдачу, коэффициент нефтеизвлечения и эффективность применения ЭЦН. Он также может использоваться в скважинах с невентилируемыми пакерами выше ЭЦН и в шельфовых скважинах, где выше насоса всегда должны быть установлены пакеры, а Посейдон позволяет добывать газ через насос в обычную НКТ и трубопровод. На рисунке 4.21 представлены комплектации установок для работы в среде с повышенным газовым фактором.

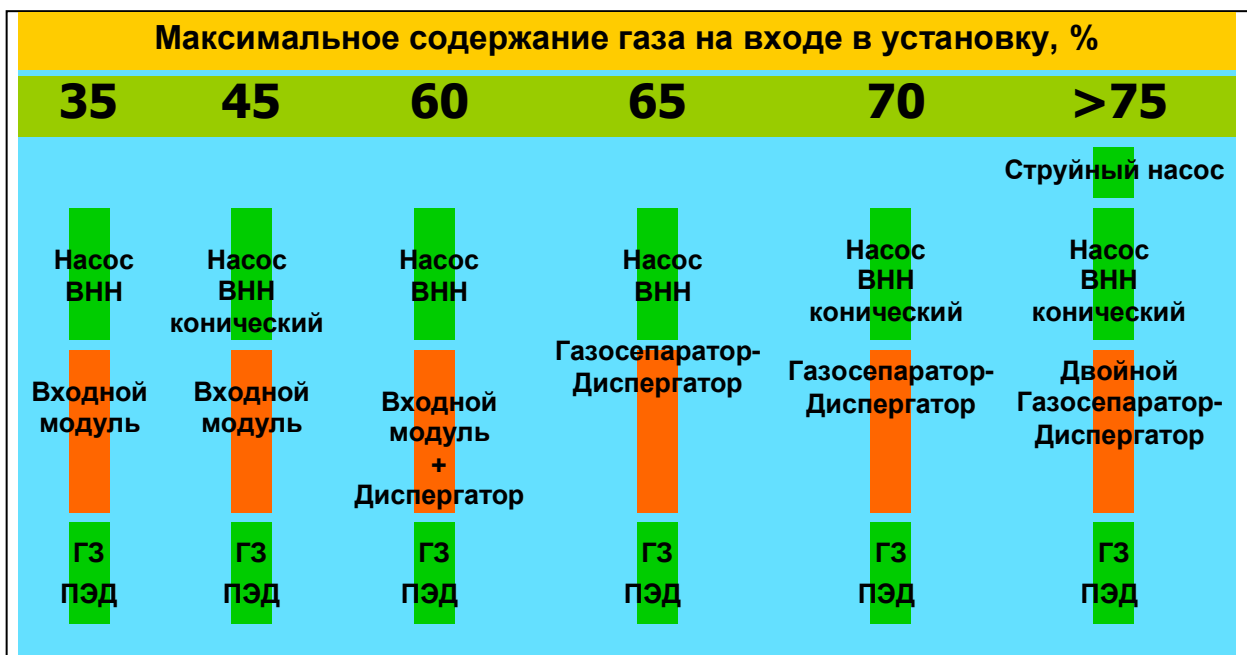


Рисунок 4.21 Комплектации установок для работы в среде с повышенным газовым фактором.

4.3.2 Способы борьбы с газом при работе УШСН

Для ликвидации вредного влияния газа на работу штангового насоса приходится также пользоваться дополнительными техническими средствами. Например, использование газового якоря на приеме штангового насоса не всегда является эффективным т.к. некоторые нефтяные месторождения России разрабатываются путем закачки газа в пласт под высоким давлением. Вследствие этого в нефтяном коллекторе находится большое количество газа под высоким давлением. Газ как подвижная и менее вязкая фаза относительно жидкости прорывается к добывающим скважинам, заметно опережая скорость движения жидкой фазы.

Это приводит к поступлению большого количества газа и высокогазированной жидкости в добывающие скважины, хотя их добывные характеристики остаются на низком уровне.

Однако специфические условия эксплуатации некоторых месторождений не позволяют в полной мере использовать предложенные мероприятия. Например, уменьшение объема вредного пространства достигается точной подгонкой “посадки” плунжера на большие глубины, но в свою очередь большие глубины подвески штангового насоса (свыше 2500 м) осложняют осуществление этой задачи [4].

С целью уменьшения вредного влияния газа на эффективную работу штангового насоса и повышения его КПД реализуются следующие мероприятия:

1. Уменьшение объема вредного пространства и увеличение длины хода плунжера за счет применения длинноходной насосной установки;
2. Нагнетательный клапан для предотвращения газовых пробок;
3. Работаящий от балансира станка-качалки газовый компрессор;
4. Применение двухплунжерных насосов;
5. Применение на приеме насоса специальных газосепарационных устройств.

4.3.2.1 Нагнетательный клапан для предотвращения газовых пробок

Компания Kajeon Oil Tools в Хьюстоне, штат Техас, разработала нагнетательный клапан Bullbuster, специально для предотвращения газовых пробок. Без использования шарика и седла клапан открывается при каждом ходе вниз, независимо от компрессии, и закрывается при каждом ходе вверх за счет технологии скользящего сдвигающего усилия.

Клапан открывается и закрывается благодаря движению колонны насосных штанг вверх и вниз (рис 4.22). Во время хода вниз клапан открывается в результате перемещения карбидного диска, открывающего проход для сообщения через плунжер. Жидкость и газ проходят сквозь плунжер. При движении вверх диск, перемещаясь, перекрывает проход, закрывая клапан и позволяя жидкости откачиваться на поверхность. Гидростатическая сила в насосно-компрессорных трубах воздействует на диск, обеспечивая изоляцию при нагнетании.

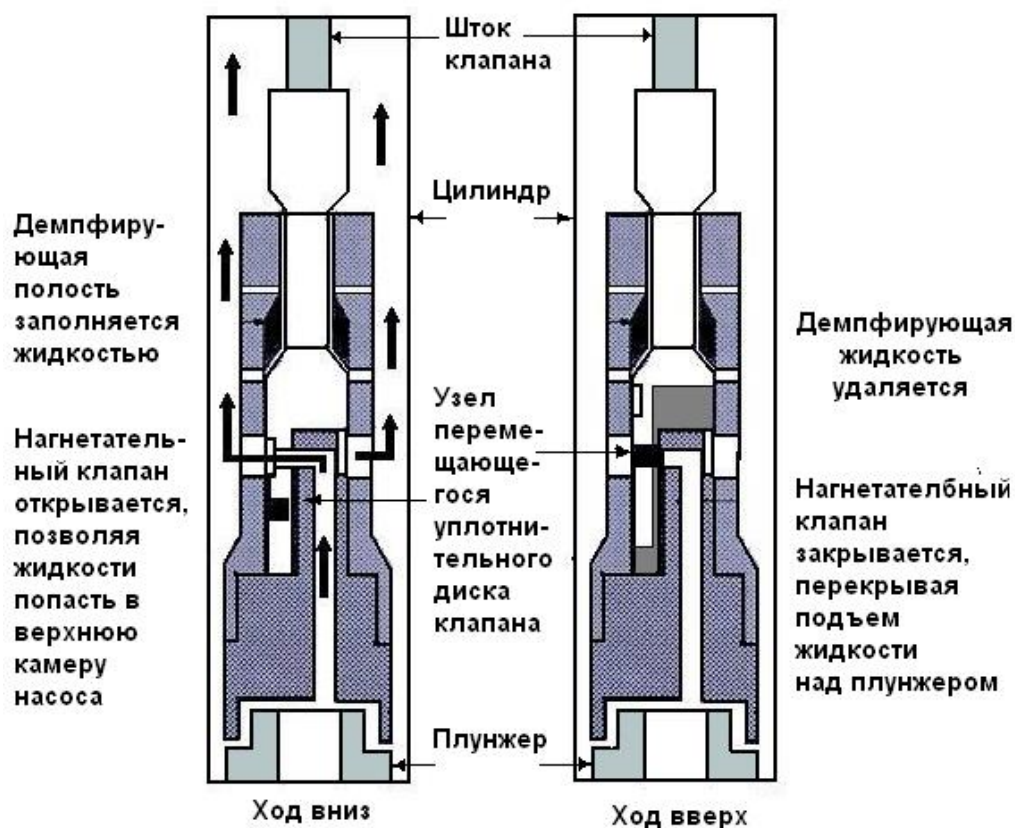


Рис.4.22. Принципиальная схема нагнетательного клапана.

При заполнении жидкостью амортизационной камеры во время хода вниз и при ее удалении во время хода вверх сокращаются ударные нагрузки. Так как клапан открывается при каждом ходе, предотвращается образование газовых пробок. Это позволяет вести насосную эксплуатацию газосодержащих скважин или работу ниже пакера. Система может также использоваться при добыче в горизонтальных скважинах.

Стандартное исполнение рассчитано на использование ковкой нержавеющей стали марки 17-4 PH DBH 1150 с минимальным пределом прочности при растяжении 1000 МПа. Коррозионная стойкость соответствует требованиям Национальной ассоциации инженеров-коррозионистов (NACE) MRO 175-2000. Могут быть использованы и специальные материалы. Перемещающийся уплотнительный диск выполнен с основанием и покрытием из карбида вольфрама. Пружина, которая обеспечивает сохранение контакта между уплотняющими поверхностями, выполнена из упругого сплава Elgiloy. Система монтируется над плунжером; для плунжера не требуется корпуса. Шток клапана присоединяется к верхней части системы Bullbuster. Для предохранения резьбы нижняя часть плунжера укрывается фиктивным корпусом.

4.3.2.2 Работающий от балансира станка-качалки газовый компрессор

Газовый компрессор, работающий от балансира станка-качалки, это не требующее высоких затрат надежное решение проблемы выделения свободного газа в погружных насосах. Он заменяет дорогостоящие двухступенчатые компрессоры и обеспечивает возможность компримирования газа при низких затратах в отсутствие электроэнергии.

Используя работающий от балансира станка-качалки газовый компрессор (Beam Gas Compressor - BGC), компании-операторы могут повысить дебит и сократить эксплуатационные затраты для скважин, оборудованных штанговыми глубиннонасосными установками, путем отбора газа из затрубного пространства и снижения давления в нем. Тем самым смягчается неблагоприятное влияние свободного газа на работу штангового насоса. Операторы убедились в том, что BGC обеспечивает эффективное решение проблемы сжатия попутного газа на месторождениях, не имеющих линий энергоснабжения для питания обычных средств компримирования газа. Ряд операторов добились повышения дебитов нефти вплоть до 6,4 м³/сут, вместе с попутным газом и его компримированием это дало экономию в 20 тыс. долл. и более.

BGC использует энергию перемещения балансира станка-качалки. Размер компрессора выбирается из расчета сжатия суточного объема газа, получаемого из скважины при заданном оператором давлении в затрубном пространстве и в условиях нормального режима работы насосной установки. Во время работы станка-качалки ВСС отбирает газ из затрубного пространства через обратные клапаны и подает его в выкидную линию на устье скважины. Газ вводится в поток откачиваемой нефти и поступает в сепаратор, а затем в газопровод для поставки потребителю. В обычном режиме BGC будет отбирать газ непосредственно из затрубного пространства, но его можно использовать для компримирования газа после сепаратора при поставке потребителям. Такой компрессор может использоваться совместно с небольшой по объему системой сбора газа, что позволяет компримировать газ, поступающий из нескольких скважин. BGC характеризуется двусторонним действием и не отражается на противовесе балансира станка-качалки. Эта компрессорная установка пригодна для агрессивных сред, а также для жирных газов и газов с высокой теплотой сгорания. BGC применяли со станками-качалками фактически всех типов. Наряду с увеличением дебита нефти, новый компрессор может помочь операторам выполнять требования агентств по охране окружающей среды: он улавливает и сжимает попутный газ, подавая его в трубопровод для поставки потребителям.

Система BGC применялась на трех месторождениях. На одном из них он заменил монтируемые на ползьях компрессоры с газовым приводом. В этом случае оператор

обошелся без высоких расходов на аренду таких компрессорных установок и на газ, сжигаемый в газовых двигателях. На втором месторождении BGC служит для компримирования газа низкого давления, подаваемого в экспортные трубопроводы высокого давления. Компании-операторы используют два компрессора, смонтированных на насосной установке, чтобы обеспечить двухступенчатое компримирование газа. И, наконец, BGC использован в проекте добычи нефти с закачкой в пласт пара и CO_2 для отбора из затрубного пространства и компримирования газа, чтобы снизить его неблагоприятное влияние (образование газовых пробок) на работу штангового насоса.

Станок-качалка, как основной привод компрессора, не только надежен, но и энергетически эффективен, к тому же при этом снижаются эксплуатационные затраты. Система BGC простая по конструкции, и ее можно перебазировать на другие скважины месторождения. Ей отдается предпочтение в связи с простотой в работе и низкому уровню технического обслуживания.

Рассмотренны случаи применения метода разными компаниями. Хотя во всех случаях применения системы BGC отмечается увеличение производительности скважины в результате снижения противодействия на пласт, такие компрессоры монтировали по разным причинам. В любом случае отборы повышаются, что ведет к увеличению доходов наличными.

Затраты, связанные с установкой системы BGC, варьируют от 8 тыс. до 13 тыс. долл. в зависимости от объема газа, давления в газопроводе и типа используемой глубиннонасосной установки. Отсюда следует, что прежде чем ликвидировать малодобитную скважину, работающую в условиях действующего противодействия со стороны существующего давления в сепараторе, необходимо выяснить, какова будет реакция скважины на снятие противодействия на пласт. Некоторые скважины удавалось рентабельно эксплуатировать еще в течение ряда лет.

4.3.2.3 Применение газосепараторов

Также, как и в случае работы установок центробежных насосов, газосепараторы обеспечивают уменьшение поступления свободного газа на прием скважинного штангового насоса. Как уже указывалось выше, штанговые насосы обычного исполнения не должны иметь на приеме свободного газа более 10 %, насосы специального исполнения - более 25 %. Часто геолого-технические условия эксплуатации нефтяных скважин не позволяют обеспечивать указанное количество свободного газа за счет увеличения глубины спуска, что требует применения газосепараторов.

Газосепараторы для штанговых насосов могут выпускаться как по ОСТ 39-177-84, выпущенному Министерством нефтяной промышленности СССР, так и по технической документации отдельных фирм-изготовителей. Конструктивные схемы газосепараторов по ОСТ 39-177-84 представлены на рис.4.23.

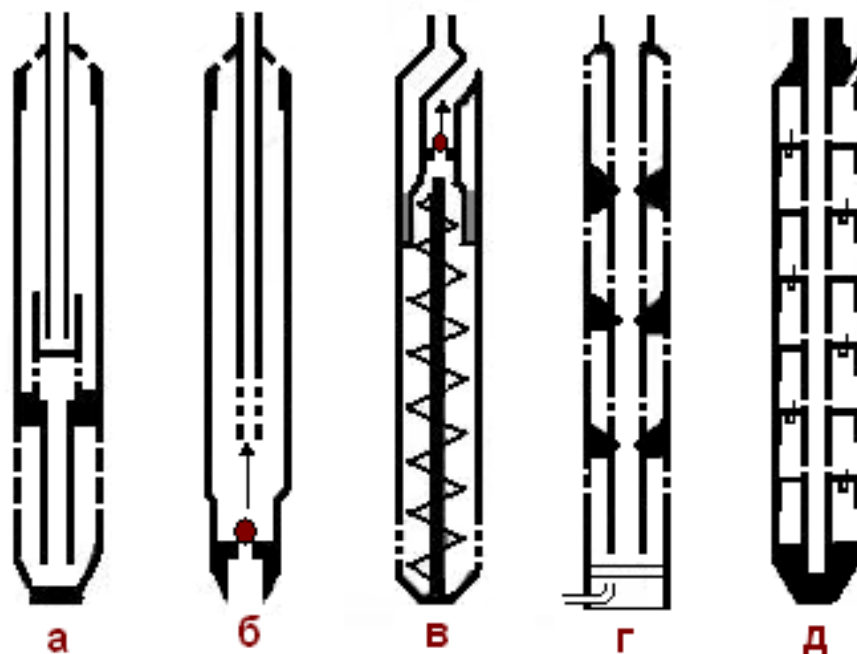


Рис.4.23 - Схемы газовых сепараторов

а – СГВД, б – СГВК, в – СГНЧ, д – СГНП.

Все представленные газосепараторы имеют схожий принцип действия - при повороте потока газожидкостной смеси за счет разности плотности газа и жидкости происходит разделение потока. После этого более легкий газ отводится по специальным каналам в затрубное пространство, а поток жидкости подается на прием насоса.

Практически все газосепараторы при разделении потоков жидкости и газа производят и выделение из потока жидкости механических примесей. Это выделение происходит также по причине разности плотности жидкости ($800 - 1200 \text{ кг/м}^3$) и механических примесей ($2500 - 4300 \text{ кг/м}^3$). Для сбора отделившихся механических примесей (песок, известняк и другие составляющие продуктивного пласта, а также ржавчина из скважинного оборудования) в газосепараторах предусмотрены специальные контейнеры. Контейнеры изготовлены из насосно-компрессорных труб и имеют заглушку в нижней части. Верхняя часть контейнера присоединена с помощью резьбы к нижней части газосепаратора. Количество насосно-компрессорных труб и их объем зависит от количества механических примесей в откачиваемой пластовой жидкости и планируемой наработки на отказ скважинного оборудования.

4.3.3 Способы борьбы с мехпримесями при работе УЭЦН

В настоящее время существует широкий спектр технологий и технических решений, направленных на снижение влияния мехпримесей на работу внутрискважинного насосного оборудования. На основе анализа литературных данных разработана их классификация, представленная на рисунке 4.24.

Способы снижения отрицательного влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования можно разделить на четыре группы:

1. химические; 2. технические; 3. технологические; 4. профилактические.



Рисунок 4.24 – Способы снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования

В результате анализа существующих способов борьбы с мехпримесями установлено, что проблема защиты штанговых глубинных насосов стоит менее остро, нежели электроцентробежных (ввиду конструктивных особенностей первых). Решение проблемы защиты ЭЦН от мехпримесей путем разработки и применения недорогих, эффективных устройств в первую очередь скажется на повышении производительности скважин, уменьшении затрат на их капитальный и текущий ремонт, что в конечном итоге приведет к снижению эксплуатационных затрат, а следовательно и себестоимости добычи нефти.

Защита ЭЦН от мехпримесей на практике в основном сводится к использованию оборудования в износостойком исполнении и применению профилактических способов.

К профилактическим способам снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования можно отнести очистку прискважинной зоны пласта всевозможными гидроволновыми устройствами с последующей промывкой скважины.

На основе изучения отечественного опыта по применению устройств для очистки прискважинной зоны пласта нами был разработан генератор гидроимпульсный, позволяющий перед спуском насоса в скважину проводить очистку прискважинной зоны пласта от кольматирующих материалов, содержащихся в технологических жидкостях, обломков породы коллектора и прочее.

К технологическим методам борьбы с выносом мехпримесей можно отнести снижение депрессии на пласт, подлив жидкости в пласт, а так же снижение обводненности продукции скважины.

Закачка в пласт различных скрепляющих растворов относится к химическим методам борьбы с пескопроявлением.

Технологические способы снижения влияния мехпримесей на работу УЭЦН рассмотрим более подробней.

Можно выделить следующие технологические способы снижения влияния мехпримесей на работу внутрискважинного оборудования УЭЦН:

1. Использование акустического преобразователя шума (резонаторы);
2. использование фильтров в интервале залегания продуктивного пласта;
3. использование фильтров на УЭЦН.

4.3.3.1 Использование акустического преобразователя шума (резонаторы)

В настоящее время явление коагуляции широко используется в различных технологических процессах (очистка воды от ила, глин и бактерий, ультразвуковая очистка отработанного масла, выделение каучука из латекса, очистка сточных вод целлюлозного производства т.д.)

Известно, что под влиянием колебаний между колеблющимися частицами, могут возникать силы притяжения и отталкивания. При возникновении между частицами сил притяжения происходит их коагуляция (укрупнение частиц). В оптимальной области частот, частицы различной величины имеют различные амплитуды колебаний, что приводит к взаимным столкновениям и их коагуляции. Возникновение коагуляции в свою очередь

связано с образованием стоячих волн. Для каждого размера частиц имеется определенный частотный диапазон стоячих волн, в пределах которого происходит коагуляция.

В скважинных условиях стоячая волна может образоваться в межтрубном пространстве – между НКТ и обсадной колонной (рис. 4.25). Например, если источник колебаний поместить на НКТ, то излучаемая им волна, проходя от источника к обсадной колонне, отразится от последней с образованием стоячей волны.

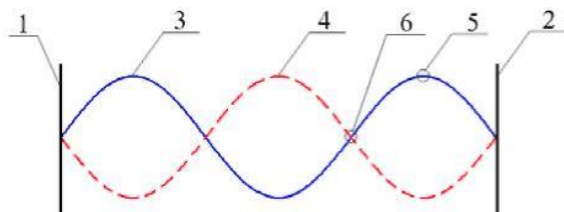


Рисунок 4.25 - Возникновение стоячей волны между источником колебаний, размещенном на НКТ:

1- источник колебаний, на НКТ;
2- обсадная колонна; 3- волна излученная; 4- волна отраженная; 5- пучность стоячей волны; 6- узел стоячей волны

Точки системы, в которых амплитуда стоячей волны максимальна, называется пучностями, а точки, в которых амплитуда стоячей волны равна нулю – узлами. В стоячей волне на частицу действует сила, обусловленная колебаниями среды. Эта сила равна нулю для узлов и достигает максимума между ними, причем по обе стороны от пучности сила направлена к этой пучности. Под действием волнового давления, возникающего в результате колебаний, частицы концентрируются в пучностях стоячей

волны, где и происходит их дальнейшая коагуляция.

Максимального коагуляционного эффекта можно достичь в диапазоне частот 9-54 кГц. Эти значения частот приняты за граничные условия коагуляции.

Если рассматривать движение жидкости с мехпримесями внутри трубы (рисунок 4.26), то при $X_{ч}/X_{ж} < 0,2$ и $X_{ч}/X_{ж} > 0,8$ практически все частицы увлекаются жидкостью. При $0,2 < X_{ч}/X_{ж} < 0,8$, частицы колеблются с различными амплитудами, при этом достигается максимальная их коагуляция.

В качестве источника энергии для создания стоячих волн предлагается использовать колебания (шум, вибрация), возникающие при работе скважинного электроцентробежного насоса и передающиеся окружающей среде. Во вращающихся электромашинах, к которым относятся и ЭЦН различают механические, электромагнитные, а также аэродинамические шумы и вибрации тесно связанные друг с другом. Уровень шума большинства электромашин лежит в пределах 65-90 дБ.

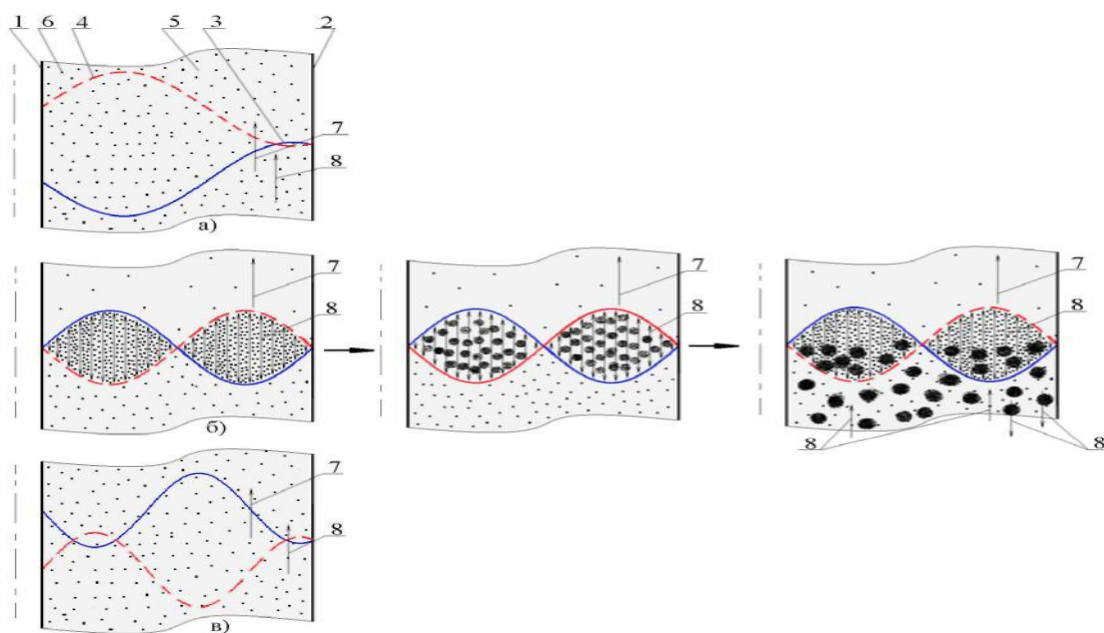


Рисунок 4.26 - Коагуляция мехпримесей в жидкости при их движении в скважине: а- $X_{\text{ч}}/X_{\text{ж}} < 0,2$; б- $0,2 \leq X_{\text{ч}}/X_{\text{ж}} \leq 0,8$; в- $X_{\text{ч}}/X_{\text{ж}} > 0,8$; 1- источник колебаний, размещенный на НКТ; 2- обсадная колонна; 3- волна излученная; 4- волна отраженная; 5- жидкость; 6- мехпримеси; 7- направление движения жидкости; 8- направление движения мехпримесей

Помимо этого в скважинных условиях можно выделить 4 основные составляющие вибрации УЭЦН:

1) Собственно вибрация насоса (например, для насосов фирмы «Алнас» виброскорость новых установок не должна превышать 6,5 мм/с, ремонтных – 4,5 мм/с), которая вызывает вибрацию НКТ;

2) Пульсация газожидкостной смеси (ГЖС) над насосом, которая также передается НКТ и корпусу ЭЦН;

3) Влияние кривизны скважины в интервале установки насоса. В основном это влияние проявляется при большом напоре насоса (количество рабочих секций установки более двух) и диаметре обсадной колонны менее 146 мм. По данным ОКББН прогиб вала насоса в интервале его установки не должен превышать 2 мм;

4) Высокое (более 100 мг/л с относительной твердостью частиц не более 5 единиц по шкале Мооса для насосов УЭЦНМ5, 5А, 6 и насосов УЭЦНМ4, а также более 500 мг/л с относительной твердостью частиц не более 5 единиц по шкале Мооса для насосов УЭЦНМ (4, 5, 5А) содержание мехпримесей в продукции скважин, приводящее к износу рабочих органов насосных установок и как следствие их разбалансировке.

В качестве устройства, преобразующего колебания в необходимый для коагуляции диапазон частот, предлагается использовать резонаторы (акустические преобразователи шума).

Принцип действия акустического преобразователя шума (АПШ) представлен на рисунке 4.27. Масса окружающей резонатор среды m в его горловине (рисунок 4.27 а) приводится в колебательное движение внешним давлением. При резонансе скорость колебаний v в горле резонатора увеличивается, увеличивается и объемный поток vS (S – площадь поперечного сечения горла). Ввиду того, что колебательная скорость падающей волны остается постоянной, для поддержания возрастающего объемного потока фронт падающей волны деформируется (рисунок 4.27 б). Деформация охватывает тем большую зону, чем больше скорость колебаний в горле резонатора. Поэтому он концентрирует значительно большую энергию, чем та, которая содержится в части падающей волны, приходящейся на площадь входного отверстия. После прекращения внешнего воздействия резонатор отдает накопленную энергию в окружающее пространство (рисунок 4.27 в).

Таким образом, резонатор (акустический преобразователь шума) по принципу действия увеличивает интенсивность доходящих до него колебаний, преобразуя рассеянную в пространстве энергию (шум, вибрацию), а также усиливает интенсивность колебаний за счет уменьшения их продолжительности.

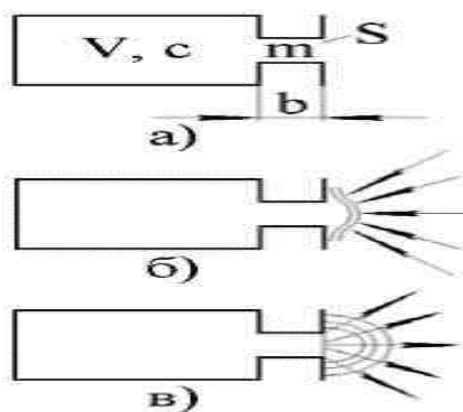


Рисунок 4.27 - Принцип действия резонатора:

а - конструкция; б - деформация фронта падающей волны; в – отдача накопленной энергии в окружающее пространство.

С целью увеличения эффективности действия АПШ и достижения максимальной коагуляции частиц автором предложено использовать систему резонаторов, состоящую из отдельных элементов, рассчитанных на свою резонансную частоту и размещенных друг под другом непосредственно под компенсатор ЭЦН.

При анализе испытаний акустических преобразователей шума на других месторождений позволяют рекомендовать их к внедрению на полетопасных скважинах и скважинах с высоким содержанием мехпримесей.

4.3.3.2 Использование фильтров в интервале залегания продуктивного пласта

Для предотвращения выноса песка из призабойной зоны в качестве противопесочных фильтров применяется пенометаллический многослойный скважинный фильтр (СПМФ). Фильтр скважинный пенометаллический многослойный, предназначен для предотвращения выноса песка, пропанта и материнской породы с размером частиц более 0,2...0,3 мм из призабойной зоны в эксплуатационную колонну, имевшего место при работе скважин с неустойчивым коллектором.

Фильтр СПМФ устанавливается в интервале перфорации скважины и пакеруется на стенах эксплуатационной колонны. Возможна установка фильтра СПМФ под основанием ПЭД. Фильтр СПМФ снабжен пенометаллическими фильтрующими перегородками с изменяющимся размером пор в направлении движения пластовой жидкости.

Благодаря экстраординарному сочетанию структурно-гидравлических свойств пенометалла фильтр СПМФ характеризуется:

- 1) чрезвычайно высокой грязеемкостью, достигающей 95% от объема пенометаллической набивки;
- 2) низкими потерями давления при высоком расходе пластовой жидкости;
- 3) высоким ресурсом непрерывной работы и прекрасной регенеративной способностью;
- 4) варьiruемой в широких пределах точностью очистки.

Диаметр и длина фильтра СПМФ выбираются исходя из диаметра эксплуатационной колонны и подачи ЭЦН.

4.3.3.3 Использование фильтров в составе с УЭЦН

Наиболее распространенным способом борьбы с выносом песка является использование фильтров в составе УЭЦН.

Среди фильтров чаще всего используют:

- 1) Входной фильтр ВФ- 5(5А)
- 2) Щелевой фильтр – входной модуль ЖНШ.

Входной фильтр, ВФ-5(5А) предназначен для предотвращения попадания в рабочие органы насосных секций механических примесей с размером частиц более 0,3 мм, а так же пропанта находящихся в откачиваемой жидкости.

Фильтр устанавливается между гидрозащитой и нижней насосной секцией (или

газосепаратором). ВФ-5(5А) снабжен фильтроэлементами из пенометалла с варьируемым размером пор в радиальном направлении для увеличения через них потока жидкости и грязеемкости. Задержание механических примесей осуществляется при прохождении пластовой жидкости через 2-х слойный фильтрующий элемент из пеноникеля.

Преимущества применения входных фильтров:

1. повышение надежности и показателей работы ЭЦН;
2. увеличение межремонтного периода работы ЭЦН;
3. возможность комплектации фильтра пластинчатым клапаном.

Длина ВФ-5(5А) устанавливается исходя из производительности ЭЦН.

Щелевой фильтр – входной модуль ЖНШ предназначен для предотвращения попадания в рабочие органы насосных секций механических примесей с поперечным сечением частиц более 0,2 мм. Щелевой фильтр устанавливается между гидрозащитой и нижней насосной секцией.

Основным функциональным элементом входного модуля ЖНШ является щелевая решетка из высокоточной профилированной проволоки. Входной модуль ЖНШ не подвержен засорению, что обеспечивает минимальные потери подпора на приеме ЭЦН и стабильно высокие показатели работы последнего.

Особенности ЖНШ:

- 1) Универсальная конструкция фильтра позволяет эксплуатировать его в составе установок любых производителей;
- 2) Применение фильтрующего элемента особой конструкции из высокопрочной нержавеющей стали с толщиной фильтрации от 65 мкм;
- 3) В конструкции используются промежуточные радиальные подшипники из карбида кремния.

Преимущества ЖНШ:

- 1) Обеспечивает работу в скважинах с повышенным содержанием мехпримесей;
- 2) Конструкция фильтр-элемента не позволяет оседать твердым частицам на поверхности фильтра, обеспечивая высокий ресурс непрерывной работы;
- 3) Увеличивается межремонтный период;
- 4) Низкий перепад давления при высоких расходных характеристиках;
- 5) Возможность многократного использования;
- 6) Эффективность ЖНШ повышается при применении скважинного фильтра.

4.3.4 Методы борьбы с солеотложениями

Существующие технологии позволяют проводить работы как по удалению солеотложения в скважине, так и по его предупреждению. На различных месторождениях реализуются оба вида технологий, однако, приоритет в последние годы направлен на предотвращение солеотложения. Методы предотвращения отложения неорганических солей можно подразделить на две группы: 1) безреагентные 2) химические

4.3.4.1 Безреагентные методы борьбы с солеотложениями

К безреагентным методам относят воздействие на пересыщенные солями растворы магнитного и акустического полей, а также использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов. К этой же группе относят мероприятия, связанные как с изменением технологических параметров эксплуатации (специальные изоляционные работы, поддержание повышенных забойных давлений), так и конструкции оборудования (использование хвостовиков, диспергаторов и т. п.).

К защитным покрытиям можно отнести ступени для ЭЦН с низким солеотложением.

Главная особенность данных ступеней заключается в том, что проточные каналы направляющего аппарата и рабочее колесо выполнены из полимерных композиционных материалов (ПКМ). Учитывая вероятность возникновения высоких температур и работы в агрессивных средах, были выбраны соответствующие термостойкие, химстойкие ПКМ.

В состав ступени ЭЦН5-50 входит комбинированный направляющий аппарат с полимерной проточной частью и полимерное рабочее колесо с удлиненной ступицей.

Применение в данных ступенях полимерных материалов существенно уменьшает солеотложение, так как они:

- 1) Нейтральны к коррозии;
- 2) Не создают гальванопар;
- 3) Имеют намного меньшую шероховатость по сравнению со своими «металлическими» аналогами т.к. изготавливаются методом литья под давлением в формы с высокой чистотой оформляющих поверхностей;
- 4) Имеют низкую адгезию (способность налипания).

Кроме того, для уменьшения вихревых и застойных зон лопатки рабочего колеса выполнены в виде профилей, а также вход и выход потока жидкости в направляющий аппарат происходит по радиусу.

Стакан направляющего аппарата и закладная втулка – опорная поверхность вала выполнены из высокопрочного коррозионно-износостойкого чугуна с шаровидным графитом, что позволит использовать данную ступень в насосах коррозионностойкого исполнения.

В настоящее время ступени проходят успешные испытания в ряде компаний.

Способ воздействия магнитного поля на газожидкостные смеси, проходящие через зазоры магнитного устройства, предложен Д. М. Агаларовым. Установлено, что при наложении электромагнитного поля изменяются структура солей и общая масса отложений, приходящихся на единицу поверхности. Снижается адгезия солей к поверхности металлического оборудования.

Установка УМЖ-122-003 предназначена для снижения солеотложения в скважинных насосах ЭЦН-35-1600, ЭЦН-50-1550 или других с внутренним диаметром эксплуатационной колонны от 125 до 140 мм и суточным дебитом до 50 м³/сутки.

Установку монтируют на место противоположного якоря и крепят к компенсатору ГД-51 посредством резьбы муфты диаметром 60 мм по ГОСТ 633-80. В отличие от большинства существующих, данная установка не имеет внешнего защитного корпуса, а магнитное поле создают 312 точечных постоянных магнита, закрепленных на шести радиальных ребрах. Благодаря этому установка не создает значительных гидравлических сопротивлений (они много меньше создаваемых компенсатором ГД-51), однако при этом напряженность создаваемого магнитного поля находится в пределах 25-30 кА/м.

Важным технологическим методом предотвращения отложения солей является проведение изоляционных работ. При негерметичности цементного кольца или обсадной колонны происходит интенсивное выпадение солей вследствие попадания грунтовых сульфатных вод в продукцию скважины. Устранить выпадение солей в данном случае можно только путем ликвидации притока грунтовых вод, несовместимых с пластовой водой. С этой целью проводят капитальный ремонт скважин для восстановления герметичности цементного кольца и обсадной колонны.

Значительно снизить интенсивность отложения солей позволяет селективная изоляция обводненных пропластков продуктивного пласта, вызывающая сокращение притока насыщенной солями воды.

Весьма перспективен метод, основанный на выборе оптимального забойного давления, поскольку величина равновесной концентрации сульфата кальция зависит от

давления в насыщенном гипсом растворе. Повышение забойного давления приводит к снижению дебита скважин. Чтобы не допустить снижения добычи нефти, необходимо предусматривать повышение давления на линии нагнетания и внедрять очаговое заводнение.

В ряде случаев конструктивные изменения оборудования позволяют замедлить отложение солей. Так, в рекомендован спуск хвостовиков до интервала перфорации. Повышение скорости потока способствует выносу воды с забоя скважины, что препятствует отложению гипса в эксплуатационной колонне.

4.3.4.2 Химические методы борьбы с солеотложениями

К химическим методам предотвращения отложения солей относят подготовку и использование для закачки в пласт высокоминерализованных вод, которые совместимы с пластовыми водами, а также применение ингибиторов.

На ряде зарубежных месторождений одним из радикальных методов предотвращения выпадения гипса явилось применение для заводнения залежей естественных или искусственно приготовленных вод высокой солености с содержанием хлорида натрия до 240 кг/м^3 . Опыт эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири также показывает, что выбор источника водоснабжения для системы ППД оказывает решающее влияние на отложение неорганических солей. Нагнетание попутных или даже маломинерализованных сеноманских вод вместо пресных позволило значительно снизить интенсивность отложения карбонатных солей в скважинах. Аналогичные результаты получены при закачке совместимых морских вод.

Так же предложено совместно с нагнетаемыми водами использовать для закачки ингибиторы солеотложения.

Механизм действия ингибиторов сложен и в настоящее время недостаточно изучен. Установлено, что наиболее эффективными являются ингибиторы, проявляющие "пороговый эффект". Этот эффект имеет место, когда реагент покрывает микрокристаллические ядра образующегося отложения, замедляет их рост и удерживает в растворе во взвешенном состоянии при концентрациях выше уровня осаждения. Так как адсорбционные слои ингибитора возникают и на поверхности защищаемого оборудования, микрокристаллы солей имеют плохую адгезию к металлу и легко уносятся потоком жидкости. Некоторые ингибиторы мало препятствуют кристаллизации солей, но при этом видоизменяют форму кристаллов, что предотвращает их дальнейший рост.

В условиях Западной Сибири применяемые ингибиторы солеотложения должны совмещать как низкотемпературные параметры (не замерзать при температуре $>$ минус 50°C), так и высокую термостабильность. Температура в призабойной зоне пласта и на приеме УЭЦН на ряде месторождений может достигать $110 - 130^{\circ}\text{C}$. Ингибиторы солеотложения должны хорошо перекачиваться в условиях низких температур, не оказывать отрицательного воздействия на процесс деэмульсации водо-нефтяной продукции и обладать низкой коррозионной активностью.

Накопленный опыт эксплуатации УЭЦН свидетельствует, что при их заглублении ухудшаются условия теплоотдачи ПЭД и происходит интенсивный разогрев добываемых флюидов. В результате, снижается растворимость кальцита – основного компонента солеотложения в скважинах Западно-Сибирского региона. Разгазирование также способствует выпадению кальцита из-за снижения содержания растворенного диоксида углерода в водной среде. При интенсификации солеотложения в зоне приема ЦН с положительной стороны зарекомендовала себя технология постоянного дозирования ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины наземными дозировочными установками УДЭ.

Анализ работы осложненных скважин, оборудованных УДЭ, показал, что в среднем коэффициент увеличения наработки на отказ ЭЦН вырос более чем в 2 раза. Широкомасштабное применение технологии постоянного дозирования ингибитора солеотложения при помощи УДЭ позволило снизить количество солевых отказов.

Одним из факторов, осложняющих реализацию технологии постоянного дозирования ингибитора в затрубное пространство, является его коррозионная агрессивность. Были выявлены коррозионные разрушения НКТ и оболочки силового кабеля в затрубном пространстве некоторых ингибируемых скважин.

В настоящее время промышленностью производятся ингибиторы солеотложения с различной величиной pH товарных форм, а, следовательно, и различной коррозионной агрессивностью. Результаты испытаний коррозионной агрессивности некоторых ингибиторов солеотложения, представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Коррозионная агрессивность товарных форм ингибиторов солеотложения

Ингибитор солеотложения	Скорость коррозии, мм/год (г/м ² ×час)	pH товарной формы	Балл коррозионной активности товарной формы (ГОСТ 13810)	Степень агрессивного воздействия реагентов (РД 39-0147103-362-86)
	Товарная форма			
Акватек 511 М	0,03 (0,03)	8,30	4	слабоагрессивная
Antisel FC 85	0,11 (0,10)	7,30	6	среднеагрессивная
Азол 3010	0,45 (0,40)	6,11	6	среднеагрессивная
Сонсол 2001 А	0,15 (0,13)	8,10	6	среднеагрессивная

Результаты испытаний явно указывают на тенденцию роста коррозионной агрессивности ИС с понижением величины показателя pH раствора. В этой связи применение реагентов с низким pH среды увеличивает риск коррозионных разрушений скважинного оборудования.

Для защиты от солеотложения скважин расположенных в труднодоступных районах проходит испытание технология подачи ингибитора при помощи погружных контейнеро-дозаторов, подвешиваемых под ПЭД УЭЦН.

Контейнер представляет собой перфорированный металлический пенал, заполненный твердофазной ингибиторной композицией.

Конструкция контейнера разборная и состоит из нескольких отдельных секций (1), соединяемых резьбовой муфтой (2), что обеспечивает удобство его загрузки, транспортировки и спуска в скважину. Контейнер крепится к компенсатору УЭЦН шарнирной подвеской (3). Для крепления контейнера применяется резьбовое соединение по ГОСТ 633 – 80 для труб Ø 60, шаг резьбы - 10 ниток на дюйм.

Погружной скважинный контейнер предназначен для доставки через перфорации (4) в лифт скважины твердофазных реагентов, в частности, ингибиторной композиции для предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании.

Дозирование реагента осуществляется путем его постепенного растворения и вымывания добываемой жидкостью. В зависимости от параметров эксплуатации скважины (температура, дебит, обводненность) для обеспечения рабочей дозировки реагента устанавливаются:

1. Определенная площадь перфораций секций контейнера;
2. Оптимальное соотношение ингредиентов композиции;
3. Добавки, увеличивающие термостабильность композиции.

Композиция представляет собой твердый ингибитор солеотложения суспендированный в термостабильном битуминозном носителе с добавками, улучшающими свойства композиции.

Моделирование процесса солеотложения в скважинах на ряде месторождений свидетельствует о выпадении солей в призабойной зоне пласта и интервале «призабойная зона пласта - прием ЭЦН».

На таких месторождениях с положительной стороны зарекомендовала себя технология закачки ингибитора солеотложения через систему ППД вместе с нагнетаемой в пласт водой. Применение данной технологии эффективно при воздействии через систему ППД одновременно

на 5-6 солеотлагающих добывающих скважинах, характеризующихся устойчивыми гидродинамическими связями с нагнетательными скважинами.

Так же постепенно внедряется в производственную практику технология задавки ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта (технология SQUEEZE) .

Реализация технологии предполагает проведение широкого комплекса исследований:

- 1) тестирование ингибиторов солеотложения на пластовой воде;
- 2) определение совместимости растворов ингибитора солеотложения с пластовой водой;
- 3) исследование влияния дозировки выносимого ингибитора солеотложения на эффективность применяемых деэмульгаторов при подготовке нефти;
- 4) исследование изменения коррозионной агрессивности скважинной продукции при содержании в ней ингибитора солеотложения в выносимой концентрации;
- 5) исследование адсорбционно-десорбционных свойств ингибитора солеотложения в статических и динамических условиях на реальном керновом материале. Построение изотермы адсорбции;
- 6) определение дизайна задавки. Моделирование скорости выноса ингибитора солеотложения от объема основной задавки, концентрации раствора ингибитора солеотложения, объема продавочной жидкости;
- 7) разработка методического обеспечения задавки – составление Программы работ, определение потребности в технических средствах и химических реагентах для проведения задавки.

Проводимые в настоящее время работы по моделированию процесса задавки в ПЗП неводных ингибиторов солеотложения позволят избежать риска от возможного снижения продуктивности скважин при закачке растворов в пласт и, в перспективе, обеспечат защиту скважинного оборудования от солеотложения продолжительностью до 500 суток.

4.4 Повышение показателей МРП и СНО месторождении

- Применение насосов ЭЦН в износостойком исполнении.
- Закуп и внедрение обратных клапанов КОШ-73 со шламоуловителем (шламовая труба ТШБ 42х73) по фонду скважин осложнённых повышенным содержанием мехпримесей (более 100 мг/литр)
- Закуп и внедрение фильтров-насадок от мехпримесей STRONG ФНТ-75-150-4500-85-НКТ-73-Н по фонду скважин осложнённых повышенным содержанием мехпримесей

- Удаление солеотложений с помощью кислотных обработок с ЭПО (программа "Солезащита")
- Покрытие рабочих органов ЭЦН полимерами с низкой адгезией к солям (программа "Солезащита" в рамках комплексной программы ОАО "НК Роснефть", работает группа Системы Новых Технологий)
 - Применение РД и СДУ
 - Применение КГП-73, КГП-60
 - Применение ЭЦН со ступенями ЖКП (жидкокристаллический полимер)
 - Добавление в раствор глушения ингибиторов солеотложений при глушении скважин осложнённых солеотложениями и на скважинах с раствором плотностью выше 1,05 г/см³
- внедрение погружных контейнеров для предотвращения солеотложений (конструкция "контейнер-насадка с ингибитором + ПЭД")
 - Закачка в пласт большеобъёмных ингибирующих композиций SQUEEZE (по программе "Солезащита", в рамках комплексной программы ОАО "НК Роснефть", работает группа Системы Новых Технологий)
 - При запуске и выводе на режим УЭЦН в скважинах с УДЭ закачка в кольцевое пространство ударной дозировки ингибитора
 - на скважинах категории "Кандидаты на ИДН в ГТМ" проведение дополнительных исследований (замеры пластовых давлений и плотномер)
 - Подбор оборудования с более гибкими характеристиками по истории работы скважин
 - Закуп и внедрение опрессовочных клапанов для НКТ-102мм и НКТ-114мм
 - Закуп и применение при спуске УЭЦН в скважину протекторов для НКТ 60мм, 73мм, 89мм, 102мм, 114мм с муфтами
 - Закуп и применение при спуске УЭЦН протектолайзеров
 - Закуп и применение термостойких ПЭД с телеметрической системой (ТМС) в комплекте с термостойкой Гидрозащитой
 - Закуп и применение термостойкого кабеля (температура 230гр.) для изготовления удлинителей
 - Обновление парка трансформаторов ТМПН
 - Провести обучение специалистов технологических служб ЦДНГ навыкам работы на программах по расчёту-подбору УЭЦН к скважинам

- Провести испытания насосов без осевой опоры, со ступенями из полимерных материалов

- проведение на скважинах, осложненными выносом мехпримесей, контрольных отбивок текущего забоя, очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) с применением установки гидроимпульсного воздействия (УГИВ), очистка ПЗП с УГИВ с пакером, спуск пера с промывкой скважины и отбором глубинных проб на КВЧ,

- очистку ствола скважины путем скрепирования внутренней поверхности НКТ с последующей промывкой;

- внедрение безостановочной технологии вывода на режим УЭЦН малых типоразмеров (от 18 до 70 м³/сут);

Кроме запланированного комплекса мероприятий по повышению эффективности работы насосных установок можно порекомендовать:

- Применение комплексного привода на базе вентильного электродвигателя с системой телеметрического контроля и регулирования параметров работы насосной установки для адаптации ее характеристики к параметрам скважины.

- Внедрение системы мониторинга и регулирования (СМР УЭЦН) на базе существующей телемеханики и программного обеспечения SEMACv1.3 на кустовых площадках.

При условии выполнения хотя бы оговоренных выше мероприятий есть все предпосылки для увеличения:

- наработки на отказ (CHO) – до 310 суток
- межремонтного периода (МРП) – до 345 суток

5. ОХРАНА ТРУДА И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1 Охрана труда при эксплуатации скважинных установок

При монтаже и эксплуатации установок ЭЦН должны строго соблюдаться правила безопасности в нефтяной промышленности, правила устройства, правила технической эксплуатации и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителями. Кроме того, практически во всех нефтяных компаниях разработаны либо Стандарты предприятия, либо Регламенты на проведение основных работ с установками ЭЦН. Все работы с электрооборудованием установки производятся двумя работниками, причем один из них должен иметь квалификацию электрика не ниже III группы.

Включение и выключение установки нажатием кнопки или поворотом переключателя, расположенных на наружной стороне двери станции управления, выполняются персоналом, имеющим квалификацию не ниже I группы и прошедшим специальный инструктаж.

Оборудование установки ЭЦН монтируется согласно руководству по эксплуатации.

Кабель от станции управления до устья скважины прокладывается на металлических стойках на высоте от земли 0,5 м. Этот кабель должен иметь на своей длине открытое соединение с тем, чтобы газ из скважины не мог проходить по кабелю (например, по скрутке проводов в жиле) в помещение станции управления. Для этого делается металлическая коробка, в которой размещено соединение жил кабеля, исключающее перемещение газа к станции управления.

Все наземное оборудование установки надежно заземляется. Сопротивление контура заземления должно быть не более 4 Ом.

При спуско-подъемных работах скорость движения труб с кабелем не должна быть больше 0,25 м/с. Для намотки и смотки кабеля с барабана используются установки УПК с дистанционным управлением приводом механизированного барабана.

При работах по погрузке и разгрузке оборудования установок ЭЦН с транспортных средств необходимо соблюдать правила безопасности при такелажных работах. В частности, нельзя быть на пути кабельного барабана, спускаемого лебедкой с откосов машины или саней. Нельзя находиться и сзади него. Все погрузочные и разгрузочные устройства должны подвергаться периодическим испытаниям и не реже чем раз в 3 месяца осматриваться и регулироваться. На транспортировочном агрегате все части установки ЭЦН должны быть надежно закреплены. Насосы, гидрозащита и электродвигатель закрепляются скобами и винтами, трансформатор, станция управления — цепями, а барабан — за свою ось четырьмя винтовыми растяжками.

5.2 Охрана окружающей среды

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде существующими и проектируемыми объектами Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (ЛГНКМ), предусмотрены следующие мероприятия:

1) Утилизация попутного нефтяного и природного газа. Газ предусмотрено транспортировать по газопроводу Лугинецкое-Парабель до врезки в магистральный газопровод Нажневартовск-Парабель-Кузбасс. Подготовка газа к транспорту предусмотрена на газокompрессорной станции (ГКС), которая была введена в эксплуатацию в июне 2002 года.

2) Ввод в эксплуатацию канализационных очистных сооружений вахтового посёлка. Концентрации загрязняющих веществ, поступающих в р. Шегарка (Колга) с очищенными сточными водами от КОС вахтового посёлка по каждому из лимитирующих показателей вредности не будет превышать ПДК.

3) Размещение отходов вахтового посёлка, строительного мусора, остатков изолирующих материалов на собственном полигоне ТБО, расположенном в районе куста №35. Конструкция полигона ТБО выполнена в соответствии с требованиями охраны недр, почв, поверхностных и подземных вод, диких животных.

4) Размещение металлолома на специализированной обвалованной площадке для временного хранения с последующей передачей «Вторчермету». Предусмотрено гидроизолировать основание площадки, снабдить её сетями дождевой канализации и дренажно-канализационной ёмкостью для сбора загрязнённых дождевых стоков.

5) Для размещения токсичных производственных отходов (нефтешламы) предусмотрено строительство шламонакопителя в районе куста №10, что позволит снизить загрязнение почв, растительности и водотоков нефтепродуктами.

При расширении обустройства ЛНГКМ предусматриваются следующие мероприятия, направленные на охрану окружающей среды:

- размещение инженерных сетей в едином коридоре с минимально доступными по строительным нормам расстояниями, что сокращает площадь изымаемых угодий до 30%;
- рекультивация нарушенных земель, изымаемых в краткосрочное пользование;
- расстановка искусственных сооружений, обеспечивающая сохранение поверхностного стока, внутриболотного стока;

- устройство герметизированной дождевой канализации на кустовых площадках с отводом стоков в дренажно-канализационные ёмкости и последующей очисткой стоков на очистных сооружениях УПН месторождения;
- сброс воды на промывке трубопроводов в дренажно-канализационные ёмкости на кустовых площадках.

Технологические решения, обеспечивающие экологическую безопасность:

- автоматизация технологических процессов, что позволяет вести работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала,
- исключение постоянных выбросов на факел при нормальном режиме работы,
- улучшение рассеивания загрязняющих веществ за счёт выбора оптимальных параметров источников выбросов;
- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа, подземная укладка технологических трубопроводов;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- установка аварийной сигнализации на оборудовании кустовых площадок и трубопроводов;
- устройство земляного вала по периметру кустовых площадок и технологических площадок с целью локализации возможных аварийных разливов нефти, метанола;
- проведение комплекса подготовительных работ (рубка леса, кустарника, планировка площадок) в зимнее время года;
- рубка леса вокруг кустовых и технологических площадок на расстоянии, обеспечивающем пожарную безопасность;
- организация обращения с отходами в рамках, регламентируемых законодательством в области охраны окружающей среды.

В целях уменьшения негативного воздействия разработки месторождения на недра предусматриваются следующие мероприятия:

- использование при бурении скважин малотоксичных химреагентов 3 и 4 классов опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;

- закачка в продуктивные нефтяные пласты высокоминерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов бурения, их захоронение;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

В целях рационального использования недр предусматривается сокращение потребления воды для производственных нужд и бурения с использованием систем оборотного водоснабжения. Для исключения потерь нефти и снижения пластового давления применяется способ добычи сырья с использованием системы ППД, исключающей нарушения равновесия геологической среды в эксплуатируемых нефтяных пластах. Для поддержания внутрипластового давления используется сеноманская вода.

Для обеспечения охраны подземных вод от загрязнения предусматриваются следующие мероприятия:

- применение для бурения скважин малотоксичных химреагентов 3-4 класса опасности;
- накопление отходов бурения в гидроизолированных шламовых амбарах;
- цементирование кондуктора и эксплуатационной колонны, бетонирование приустьевой части скважины и оборудование устья герметизирующим оголовком.
- Поддержание должного санитарного состояния зоны санитарной охраны 1 пояса водозабора вахтового посёлка;

Мероприятие по рациональному использованию и охране земель, растительности и животного мира:

С целью охраны и рационального использования земель при расширении обустройства ЛНГКМ предусмотрено соблюдение следующих основных природоохранных принципов:

- решение генерального плана с учётом технологической взаимосвязи объекта строительства с существующими инженерными коммуникациями (автодорогами, линиями ВЛ-6кв, нефтесборными и газосборными коллекторами, водоводами системы ППД);
- соблюдение нормативов плотности застройки технологических площадок; прокладка инженерных коммуникаций в одном коридоре, что сокращает потребности в землях на 30%;
- проект устанавливает твёрдые границы отвода земель;

- к отводу испрошены земли, не используемые в сельскохозяйственном производстве, занятые, главным образом, болотами и лесами 3-й группы, редко лесами 2-й группы (леса водоохранных зон и водотоков);
- строгое соблюдение технологии проведения земляных работ;
- использование технологических систем производства работ, машин и механизмов, наносящих наименьший ущерб поверхности почвы и растительной среде;
- слив отработанных горюче-смазочных материалов в местах базирования строительной техники в предназначенные для этого ёмкости;
- неукоснительное соблюдение правил пожарной безопасности при производстве строительных работ в лесных массивах, в бытовых и административных помещениях;
- выполнение рекультивации земель в ходе и сразу после окончания строительства.

В период эксплуатации для предотвращения химического загрязнения земель метанолом ёмкости его хранения и насосные оборудования устанавливаются на железобетонных площадках, имеющих обортовку, связанную с дренажной емкостью. Для локализации утечек метанола с сальников насосов и уплотнений запорной арматуры предусматривается система дренажных лотков, имеющих выход в сборную емкость, откуда метанол откачивается одним из дозаторных насосов. Бочкотара из под метанола, после предварительной промывки, складировается на площадке хранения для дальнейшей отправки на предприятие, поставляющее этот химреагент. Воду от промывки предусматривается собирать сетями промканализации в дренажную емкость стоков конденсата с последующим вывозом на очистные сооружения производственных стоков с последующей закачкой в пласт системы ППД.

Для сбора мусора, мелкой тары и оберточных материалов на всех производственных площадках предусматривается установка урн и специальных контейнеров. Мусор вывозится на полигон ТБО.

Для исключения аварийных разливов нефтепродуктов на технологических площадках предусматривается обваловка и гидроизоляция площадок уплотненным недренирующим грунтом, на складе метанола-бетонным покрытием. Внутренний объем обвалованной площадки предусматривает полный сбор хранящегося топлива (метанола) в случае его утечки.

Отвод производственно – дождевых стоков из обвалованных технологических площадок предусматривается осуществлять по системе дождевой канализации в дренажные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения производственных стоков и закачкой в пласт.

Постоянный контроль за соблюдением установленных проектом границ полосы отвода земель обеспечивают сохранение почвенно-растительного покрова на прилегающих к объектам территориях.

По окончании строительства нарушенные земли краткосрочного пользования будут возвращены владельцу земель - Кедровскому лесхозу.

В качестве дополнительных мер охраны животных на месторождении необходимо:

- проведение активной разъяснительной работы с персоналом;
- запрет на ввоз и хранение охотничьего оружия и других орудий охоты на территории месторождения;
- запрет на содержание без привязи охотничьих собак, особенно – в летний период;
- запрет на движение без производственной необходимости вездеходного транспорта вне существующих дорог или трасс;
- ограничение пребывания на территории месторождения лиц, не занятых в производстве;
- усиление егерской службы на территории месторождения.

Заключение

Эксплуатация нефтяных скважин механизированным способом на Лугинецком месторождениях сопряжена с целым рядом проблем, обусловленных сложными горнотехническими условиями.

Наклонно-направленный профиль скважин в сочетании с высоким газовым фактором и давлением насыщения, вынос механических примесей из пласта, высокая пластовая температура, отложение солей, парафина, гидратообразование не способствуют успешной эксплуатации серийно выпускаемого насосного оборудования.

Все эти факторы приводят к снижению межремонтного периода работы скважин и как следствие увеличению себестоимости извлекаемой нефти.

Анализ таких показателей эффективности работы УЭЦН как наработка на отказ и межремонтный период показал значительное улучшение данных показателей. Повышение МРП и СНО УЭЦН на месторождении связано с реализацией в настоящее время на промысле комплекса мероприятий по борьбе с осложняющими факторами, применением в работе перспективных методов борьбы.

В целом, применение УЭЦН в сочетании с эффективным дополнительным погружным оборудованием в осложнённых условиях Лугинецкого месторождения, в недалёком будущем будет являться основным способом добычи. Применение УШГН с каждым годом теряет свою состоятельность как способ добычи, в первую очередь это связано с интенсификацией добычи нефти на месторождении и как следствии перевод скважин на более технологичный метод эксплуатации.

Дальнейшая стабилизация работы электроцентробежных насосов на месторождении возможна при расширении комплекса работ по исследованию скважин, корректному подбору ЭЦН в соответствии с продуктивностью скважин и уточненными физико-химическими свойствами флюидов, расширении использования нового оборудования, способного работать в интенсивных условиях эксплуатации и повышенного газового фактора, а также в результате выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

Важнейшее направление в области добычи нефти – это испытание и внедрение новых видов оборудования, нестандартных компоновок известного оборудования, предназначенного для подъёма жидкости из нефтяных скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анализ разработки Лугинецкого месторождения, Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, 2009 г.
2. Технологическая схема разработки Лугинецкого месторождения, Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, 2004 г.
3. Инструкция по расследованию причин отказов установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). ОАО «Томскнефть», 2007г.
4. Фондовая технологическая литература УДНГ ЦДНГ-5, «Томскнефть» ВНК, 2009.
5. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. -М.: Недра, 1990.-427 с.
6. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами / Каплан Л. С; Семенов А. В. и др. - М.: Недра, 1994. - 190 с.
7. Кудрявцев И.А. Использование преобразователей шума для защиты УЭЦН от мехпримесей / И.А. Кудрявцев, Н.П. Кузнецов, Ю.А. Савиных // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. Сборник трудов СибНИИНП.-Тюмень: СибНИИНП.-2002. -С.168-171.
8. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности.– М.: Недра, 1997.– 488 с.
9. Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности – Уфа: издательство УГНТУ, 2002 – 90 с.
10. Агеев Ш. Р., Дружинин Е. Ю. Погружные центробежные и центробежно-вихревые насосы для добычи нефти и предвключенные устройства к ним для повышения эффективности работы при высоком газосодержании на входе / Доклад с конференции «Нефтеотдача-2003», РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.
11. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче.– Уфа:ООО «Издательство научно-технической литературы «Монотомь»», 2003.- 302с.
12. В.Г. Крец, Л.А. Саруев “Оборудование для добычи нефти”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1997 г.
13. Сайт компании Centrilift / www.bakerhughes.com/centrilift
14. Сайт компании Schlumberger / www.oilfield.slb.com
15. Сатарова Ф.М., Жданов А.А. О причинах и методах предотвращения солеотложения на нефтепромысловом оборудовании в объединении «Татнефть» // Нефтепромысловое дело.- 1981.- №3.- С.19-21.